



**UNIVERSIDAD LIBRE DE COLOMBIA**  
**FACULTAD DE POSGRADOS**  
**ESPECIALIZACION EN SOLDADURA**

---

**DESARROLLO DE UN PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA PARA  
RECUPERACIÓN DE ESPESOR DE PARED EN TUBERIA API 5L GRADO X65  
EN SERVICIO, PARA TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

**VANESSA RONDÓN BOTELLO**

**C.C 1093738853**

**UNIVERSIDAD LIBRE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**INSTITUTO DE POSGRADOS**  
**ESPECIALIZACIÓN EN SOLDADURA**  
**BOGOTÁ, DICIEMBRE DE 2014**



**DESARROLLO DE UN PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA PARA  
RECUPERACIÓN DE ESPESOR DE PARED EN TUBERIA API 5L GRADO X65  
EN SERVICIO, PARA TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

**VANESSA RONDÓN BOTELLO**

**C.C 1093738853**

**Proyecto de grado para optar al título de ESPECIALISTA EN SOLDADURA**

**Asesor, Ing. Víctor E. Ruíz**

**UNIVERSIDAD LIBRE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSGRADOS  
ESPECIALIZACIÓN EN SOLDADURA  
BOGOTÁ, DICIEMBRE DE 2014**



---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Bogotá D.C. 17 de Noviembre de 2014



## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	11
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	12
1.1 ANTECEDENTES .....	12
1.2 DESCRIPCION Y FORMULACION DEL PROBLEMA.....	15
1.3 JUSTIFICACIÓN .....	15
1.4 OBJETIVO GENERAL .....	16
1.4.1 Objetivos específicos.....	16
1.5 ALCANCE Y LIMITACIÓN DEL PROYECTO .....	16
2 MARCO TEORICO .....	17
2.1 MECANISMOS DE DAÑO .....	17
2.1.1 Corrosión.....	17
2.1.2 Corrosión inducida microbiológicamente (MIC).....	18
2.1.3 Corrosión en suelos.....	20
2.2 Técnicas de inspección y monitoreo. ....	24
2.2.1 Evaluación directa de la corrosión externa (ECDA).....	24
2.2.2 INSPECCIÓN EN LINEA (ILI).....	26
2.2.3 TÉCNICA DE INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO SCAN A.....	26
2.2.4 INSPECCIÓN VISUAL.....	27
2.3 Métodos de reparación de tubería. ....	27
2.3.1 Reparación por deposición de metal de soldadura.....	28
2.4 RIESGOS DURANTE LA REPARACIÓN.....	28
2.4.1 Perforación de Línea .....	29
2.4.2 Fisuración por Hidrógeno. ....	29
2.5 Procesos de Soldadura.....	30
2.5.1 Soldadura por Arco electrodo protegido .....	30
2.5.2 Soldadura por Arco con Alambre Tubular FCAW. ....	33
3 MARCO LEGAL.....	35
3.1 API 5L Specification for line pipe.....	35



---

3.2	ASME Secc. IX/2013 Welding and Brazing Qualifications. ....	35
3.3	ASME B31.4 Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids.....	35
3.4	ASME Secc. V Nondestructive Examination; Article 4 Ultrasonic Examination Methods for Welds.....	36
4	IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES INVOLUCRADAS.....	37
4.1	MECANISMOS DE DESGASTE .....	37
4.2	CONDICIÓN DEL SERVICIO.....	37
4.3	METAL BASE.....	37
4.4	CONDICIONES O REQUISITOS ESPECIALES.....	38
5	TIPIFICACIÓN DE DAÑO O DEFECTO .....	43
5.1	MECANISMO DE DAÑO.....	43
5.2	ESPESOR DE PARED DE TUBERIA .....	43
5.3	GRADO DE ESFUERZO Y PRESION DE FALLA .....	43
6	SELECCIÓN DEL PROCESO DE SOLDADURA.....	44
7	ELABORACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA (WPS) .....	47
7.1	IDENTIFICACIÓN DEL WPS .....	47
7.2	METAL BASE.....	47
7.3	PROCESO DE SOLDADURA .....	47
7.4	DIAMETRO EXTERIOR DE LA TUBERIA .....	47
7.5	ESPESOR DE PARED DE LA TUBERIA.....	47
7.6	TIPO E IDENTIFICACION DEL MATERIAL DE APORTE .....	47
7.7	CARACTERISTICAS ELECTRICAS .....	48
7.8	SECUENCIA DE DEPOSICION DE SOLDADURA.....	48
7.9	POSICION.....	49
7.10	DIRECCION DE SOLDEO .....	49
7.11	Temperatura de Pre Calentamiento.....	49
7.12	Tiempo entre pases .....	49
7.13	TRATAMIENTO TERMICO POST SOLDADURA.....	50
7.14	TIPO Y COMPOSICION DE LOS GASES DE PROTECCION .....	51



---

7.15	CONDICION DE operación DE LA LINEA .....	51
8	PARAMETROS PARA LA CALIFICACION DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA (PQR) .....	52
8.1	VARIABLES ESENCIALES .....	52
8.2	ENSAYOS MECANICOS .....	53
8.3	MACROATAQUE .....	56
8.4	MEDICION DE LA DUREZA .....	56
8.5	PRUEBA DE DOBLEZ DE CARA .....	56
8.6	PREPARACION Y TAMAÑO DE LAS PROBETAS .....	57
8.6.1	Prueba de macroataque y dureza.....	57
8.6.2	Ensayo de doblez de cara .....	58
9	INSPECCIÓN Y ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS .....	59
9.1	PERSONAL DE INSPECCION .....	59
9.1.1	Inspector de Soldadura.....	59
9.1.2	Inspector de Ensayos no Destructivos.....	59
9.1.3	Examinación Visual .....	60
9.2	DETERMINACION DEL MATERIAL BASE .....	60
9.3	DETRMINACION DEL ESPESOR DE PARED DE TUBERIA REMANENTE .....	60
9.4	INSPECCION POR ULTRASONIDO AL DEPOSITO DE SOLDADURA .	61
9.5	inspeccion antes de la soldadura .....	62
9.6	INSPECCION DURANTE LA SOLDADURA .....	63
9.7	inspeccion despues de la aplicación de la soldadura.....	63
9.8	CRITERIOS DE ACEPTACION .....	64
9.8.1	Inspección Visual.....	64
9.8.2	Inspección por Ultrasonido .....	64
9.9	REPORTES DE INSPECCION .....	66
10	CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES .....	67
11	Bibliografía.....	69



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Grado de agresividad del suelo en función de la resistividad .....	22
Tabla 2. Grado de agresividad del suelo por bacterias sulfato-reductoras en función del potencial rédox.....	24
Tabla 3. Requisitos de Composición Química para análisis de colada y producto por porcentaje de peso.....	38
Tabla 4. Requerimientos de Tensión PSL1.....	38
Tabla 5. Tratamiento térmico de acuerdo al carbono equivalente.....	39
Tabla 6. Temperaturas de Precalentamiento según su CE .....	40
Tabla 7. Ventajas y Desventajas de Procesos de Soldadura.....	44
Tabla 8. Selección del Proceso de Soldadura.....	45
Tabla 9. Método QFD para Selección de Proceso de Soldadura.....	46
Tabla 10. Amperajes recomendados para Electrodo E7018 S WEST ARCO. ....	48
Tabla 11. Tipo y número de muestras-Pruebas para calificación de soldadura en servicio.....	54
Tabla 12. Dimensiones máximas para socavado .....	64



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. “Pitting” hemisférica típica de corrosión microbiológica.....	19
Figura 2. Corrosión por Aireación Diferencial.....	22
Figura 3. Corrosión Anaerobia .....	23
Figura 4. Perforación de la línea .....	29
Figura 5. Típica fisuración por hidrogeno en el pie de un filete de soldadura. ....	30
Figura 6. Proceso de soldadura por arco con electrodo revestido .....	31
Figura 7. Esquema del equipo de soldeo SMAW .....	31
Figura 8. Sistema de identificación de electrodo SMAW .....	32
Figura 9. Soldadura por Arco con Alambre Tubular Auto protegida .....	33
Figura 10. Sistema de Identificación de Electrodo FCAW .....	34
Figura 11. Efectos de la presión de operación (150psi) sobre el riesgo de perforación de tubería. ....	41
Figura 12. Efectos de la presión de operación (650psi) sobre el riesgo de perforación de tubería. ....	41
Figura 13. Efectos de la presión de operación (1200psi) sobre el riesgo de perforación de tubería. ....	42
Figura 14. Secuencia de deposición de soldadura.....	49
Figura 15. Soldeo hacia atrás y hacia adelante, Angulo de atraso y adelanto. ....	50
Figura 16. Ubicación sugerida de probetas de pruebas para reparación por deposición de soldadura. ....	55
Figura 17. Ensayo de doblez guiado .....	57
Figura 18. Probeta para ensayo de doblez de cara.....	58
Figura 19. Matriz para Ensayo de doblez. ....	58





## LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1:.....	21
Ecuación 2:.....	21
Ecuación 3:.....	21
Ecuación 4.....	38
Ecuación 5: Cálculo carbono equivalente. ....	39



## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Especificación del Procedimiento de soldadura WPS.....	71
---	----



## INTRODUCCION

El sector de hidrocarburos en Colombia tiene un aporte muy importante en inversión local y extranjera impulsando el desarrollo del país mediante de la exploración y exportación de crudos en diferentes regiones del país.

El transporte de crudo a través de los oleoductos con destino a puertos y/o refinerías, se considera un punto crítico que puede afectar tanto la producción como la exportación de crudo. La pérdida de espesor por corrosión en la tubería de transporte, es uno de los mecanismos de daño que afectan la operación estándar de los oleoductos y la cual se ha mitigado por medio de la instalación de camisas de refuerzo o de contención, proceso que a la fecha emplea prolongados tiempos de intervención.

Por lo anterior mediante el siguiente documento se proyectó plantear un procedimiento de soldadura que me permita realizar reparación por recuperación de espesores de pared en tubería en servicio con el fin de innovar en los tipos de reparación para este tipo de daño teniendo en cuenta los dos fenómenos principales al realizar soldaduras en servicio, el agrietamiento inducido por el hidrogeno (hydrogen Craking) y la perforación de la línea (burning-trough), el primero de estos será revisado mediante la determinación de la soldabilidad y el carbono equivalente y la perforación de la línea serán tratados más adelante.



---

## 1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1 ANTECEDENTES

Con la globalización y la entrada de competidores cada vez más eficientes en países en vía de desarrollo como Colombia, se hace necesario que las empresas encargadas del transporte de hidrocarburos, mantengan sus líneas de transporte productivas, fiables y seguras y que garanticen el máximo aprovechamiento de la capacidad disponible de la organización y el talento humano de la misma.

Para continuar con el crecimiento económico del país, el sector de hidrocarburos en Colombia requiere que la integridad de sus oleoductos sea óptima, con el fin de no entorpecer el transporte de crudo hacia el sitio de almacenamiento.

Existen mecanismos de daño que afectan la integridad de la tubería y pueden presentarse debido a fallas en la protección catódica, en la aplicación y/o daño del revestimiento, sumándose a otros factores tales como características físicas y químicas del suelo (PH del suelo, nivel freático, etc.) (Lora, 2010). Es por esto que durante el mantenimiento de las líneas de flujo, es de suma importancia determinar cuál ha sido la pérdida de espesor de pared de tubería para evitar fugas indeseables que afecten flora, fauna, vidas humanas y pérdidas económicas.

Una vez evaluada la caracterización de las indicaciones obtenidas por ensayos no destructivos a la tubería y de acuerdo a los criterios de aceptación y/o rechazo establecidos por los procedimientos internos del cliente y/o códigos de diseño, al requerirse la reparación de la zona afectada los procedimientos comúnmente utilizados implican el uso de soldadura.

La recuperación de metal perdido por deposición de soldadura tuvo sus inicios en los años 1920, en la que se utilizó una técnica conocida como aplicación de charco de soldadura o “puddle welding”. Sin embargo, debido a que este era un procedimiento sin ningún tipo de control de variables de soldadura, se obtenían depósitos con cordones irregulares y presentando indicaciones lineales del tipo grieta; las cuales permitían la fuga de fluido años después de realizada la “reparación”.

Esto condujo a que organizaciones como el instituto de soldadura Edison (EWI por sus siglas en ingles) y el Battelle Memorial Institute, hayan realizado

investigaciones que permitieran identificar los tópicos a considerar durante una reparación por este método, tales como espesores mínimos requeridos, límites de aportación de calor, presiones máximas de la tubería, entre otros.

Existen incentivos económicos y ambientales para efectuar el mantenimiento de las líneas de flujo por medio de la deposición de soldadura, sin que esta deba de salir del servicio; en lugar de recurrir al método tradicional de encamisado, que son:

- Se disminuyen los costos al no requerir material adicional a los consumibles de soldadura.
- El tiempo que toma depositar soldadura directamente sobre la superficie afectada es mucho menor que el tiempo que se requiere para instalar una camisa.
- Permite la reparación de accesorios de tubería y secciones curvas.
- Elimina la necesidad de drenar la tubería, evitando así la construcción de piscinas para almacenamiento de crudo o el venteo del gas contenido hacia la atmosfera.

De acuerdo al artículo “Mejorar el modelo de predicción de quemones en la aplicación de soldaduras en servicio”, al soldar en una tubería en servicio para reparar una sección dañada de la tubería o de instalar una conexión de derivación (es decir, conexiones en caliente) hay dos preocupaciones principales; quemones y agrietamiento por hidrógeno.

Un quemón se produce cuando el área de la pared del tubo debajo de la piscina de soldadura pierde la capacidad de contener la presión interna y permite que el contenido de tubería para escapar. El riesgo de quemones suele abordarse mediante el uso de modelos informáticos de la industria es de confianza, tales como el modelo de Battelle o PRCI.

El enfoque de la predicción de quemones utilizado por el modelo Battelle, que se ha adoptado para el modelo PRCI, supone que no se producirá un quemones a menos que la temperatura de la superficie interior supera significativamente 1,800 ° F (982 ° C) cuando se utilizan electrodos de bajo hidrógeno [1400 ° F (760 ° C) cuando se utilizan electrodos celulósicos recubiertos]. Aunque este enfoque ha sido útil, puede ser demasiado conservador para algunas aplicaciones y no conservadora por los demás

El efecto de diversos parámetros tales como la presión, espesor de pared, diámetro de la tubería, y la dirección de soldadura se estudió cuantitativamente utilizando el modelo 46345 y se compara con secciones transversales de soldaduras experimentales realizado bajo la misma condición. El objetivo de este proyecto fue evaluar alternativas al enfoque de predicción quemón utilizado actualmente por los modelos de Battelle y PRCI y para identificar y validar un enfoque mejorado.

En el documento "Directrices para la reparación de tuberías por deposición directa de metal de soldadura" se puede evidenciar que la reparación de la tubería por la deposición directa de metal de soldadura o reparación de deposición de soldadura, es una alternativa atractiva para la instalación de mangas de pleno cerco para la reparación de la pérdida de la pared causada por corrosión en tuberías en servicio. Esto es particularmente cierto cuando es difícil o imposible, como para las secciones de plegado y accesorios de la instalación de manguitos de envoltura completa.

Los resultados del trabajo anterior indican que las reparaciones de deposición de soldadura tienen la capacidad de restaurar la resistencia estática de un oleoducto y son resistentes a ciclos de presión a través de una amplia gama de aplicaciones. Reparación de deposición de soldadura es atractiva porque es directa, relativamente barato de aplicar y no requiere materiales adicionales más allá de los consumibles de soldadura. Para permitir el uso seguro de la reparación de la deposición de la soldadura, se presentan directrices para la realización de esta técnica.

- Evaluación del área previa a la aplicación.
- Límites prácticos para el máximo tamaño a reparar.
- Determinación del espesor de pared remanente.
- Preparación de la superficie a intervenir.
- Factores que afectan la aparición de quemones.
- Límites de entradas de calor.
- Inspección de reparaciones.
- Estándares de aceptación.

El objetivo primordial de este proyecto es recuperar espesores de pared en servicio evitando reemplazo de secciones de tubería mediante aplicación de procesos de soldadura.



---

## 1.2 DESCRIPCION Y FORMULACION DEL PROBLEMA

Los tendidos de oleoducto suelen ser instalados en zonas remotas y de difícil acceso con implicaciones legales por daños al medio ambiente o a las poblaciones cercanas a estos. Adicionalmente los procesos de mantenimiento por lo mencionado anteriormente suelen ser complicados y costosos, por lo cual se buscan procesos o técnicas de reparación que permitan extender la vida útil del oleoducto y de sus componentes y que a la vez permitan reducción de tiempos, costos e impactos ambientales.

Dado que los oleoductos o tendidos de línea suelen estar en área despoblados y de difícil acceso, los reemplazos de secciones de tubería suelen ser más complicados y costosos en función a los recursos que se requerirían para dicho reemplazo (materiales, personal y equipos), por eso se considera evaluar y contemplar otros métodos de reparación que permitan una solución fácil, rápida, segura y de bajo impacto económico.

## 1.3 JUSTIFICACIÓN

La reparación por deposición de soldadura es atractiva porque es un método directo, relativamente rápido y de bajo costo al aplicar, no crea problemas de corrosión adicionales, y no requiere materiales adicionales más allá de consumibles de soldadura.

Por esta razón la posibilidad de reparaciones en áreas determinadas mediante proceso de soldadura de deposición, permitiría extender la vida útil de la tubería reduciendo costos tanto en reemplazos como en tiempos de ejecución de dichos reemplazos y materiales.

Con el estudio de este proyecto se busca proporcionar una solución rápida y económica para la recuperación de material en pequeñas áreas y superficies curvas de tubería con respecto a los métodos actualmente usados en el sector.



## 1.4 OBJETIVO GENERAL

Establecer las condiciones para generar un procedimiento de soldadura enfocado en la recuperación de espesores de pared de tubería de transporte de hidrocarburos en servicio.

### 1.4.1 Objetivos específicos

- Identificar variables involucradas en el proceso.
- Tipificar el tipo de defecto o daño en la que se puede aplicar la técnica de reparación.
- Seleccionar el proceso de Soldadura más adecuado.
- Establecer condiciones del proceso y variables para WPS.
- Establecer sanidad de soldadura aplicada mediante ensayos no destructivos.

## 1.5 ALCANCE Y LIMITACIÓN DEL PROYECTO

Mediante el desarrollo de este proyecto elaborara y desarrollara un procedimiento de soldadura que permita la recuperación de espesores de pared de tubería API 5L GRADO X65 en servicio sin que se presente la perforación de la pared de la tubería y la fisuración o agrietamiento por hidrógeno.

La calificación del procedimiento no se encuentra contemplada dentro de este alcance, más sin embargo, se definirán los parámetros de calificación y procedimiento para la inspección y aseguramiento y control de calidad de la soldadura aplicada.





## 2 MARCO TEORICO

Previo al desarrollo de este proyecto se trataran temas específicos los cuales serán tratados a continuación de manera que permitirán tener un marco de referencia para interpretar los resultados y obtener conclusiones concretas.

### 2.1 MECANISMOS DE DAÑO

Los mecanismos de daño más comunes en diferentes industrias, incluyendo la refinación y petroquímica, se dividen en las siguientes secciones:

- Falla mecánica y metalúrgica.
- Pérdida de espesor uniforme o localizado.
- Corrosión a altas temperaturas.
- Agrietamiento debido al medio ambiente.

Para el estudio de este proyecto se explicaran los fenómenos asociados a la pérdida de espesor uniforme o localizado

#### 2.1.1 Corrosión.

Se puede definir como una oxidación acelerada y continua que desgasta, deteriora y que incluso puede afectar la integridad física de los objetos o estructuras. La corrosión es un fenómeno de naturaleza electroquímica que cumple con las características fundamentales de una pila o batería. para que se forme una celda electroquímica, o celda de corrosión, se requiere la presencia de un material que cede electrones en contacto con otro que los acepta, y de un medio conductor de iones. el material que pierde electrones se conoce como ánodo y es el que experimenta la reacción de oxidación, mientras que el material que acepta los electrones se reduce y se le llama cátodo; el medio en el que se encuentran el ánodo y el cátodo y que permite el flujo de iones se conoce como electrolito. la oxidación, a pesar de la etimología de la palabra, no necesariamente involucra el oxígeno; la definición química es una pérdida de electrones.

Todos los metales presentan una tendencia a perder electrones oxidarse cuantificada a través de su potencial de oxidación. Entre más alto sea este potencial se dice que el metal es más noble, se oxida con mayor dificultad. la

tabulación de la resistencia de los materiales metálicos a la corrosión se conoce como serie galvánica. Las series galvánicas son particulares al medio corrosivo, por ejemplo, hay series galvánicas en solución salina, en solución ácida, etc., y son de gran utilidad a la hora de seleccionar un material para una aplicación específica.

La corrosión se suele clasificar de acuerdo a la forma en que se manifiesta, es decir, a la apariencia del material corroído. La corrosión uniforme es la más común y la que genera mayores pérdidas de material. Sin embargo, al ser de tipo superficial es también la más fácil de controlar y por tanto la que menos accidentes provoca. Por otro lado, la corrosión por picaduras es un fenómeno localizado que se manifiesta por anomalías que crecen rápidamente hacia el interior del material y que pueden generar daños catastróficos.

### **2.1.2 Corrosión inducida microbiológicamente (MIC).**

Es una forma de corrosión causada por los organismos vivos tales como bacterias, algas u hongos. A menudo se asocia con la presencia de tubérculos o sustancias orgánicas viscosas. Afecta a la mayoría de los materiales comunes de construcción, incluyendo aceros al carbono y de baja aleación, de la serie 300 y SS de la serie 400 SS, aluminio, cobre y algunas aleaciones de base de níquel.

MIC es generalmente encontrado en entornos acuosos o servicios donde el agua está presente, especialmente donde el estancamiento o condiciones de bajo flujo permiten y / promueven el crecimiento de microorganismos.

Debido a que existen varios tipos, los organismos pueden sobrevivir y crecer bajo condiciones severas, incluyendo la falta de oxígeno, la luz o la oscuridad, la alta salinidad, un rango de PH de 0 a 12, y las temperaturas de 0°f a 235°f (-17°c a 113°c).

Los sistemas pueden llegar a ser "inoculados" por la introducción de organismos que se multiplican y se transmiten excepto que sean controlados.

Los diferentes organismos se nutren de diferentes nutrientes, incluyendo sustancias inorgánicas (por ejemplo, azufre, amoníaco, H<sub>2</sub>S) y sustancias orgánicas (por ejemplo, hidrocarburos, ácidos orgánicos). Además, todos los organismos requieren una fuente de carbono, nitrógeno y fósforo para el crecimiento.

Dentro de la fuga de contaminantes del proceso tales como hidrocarburos o H<sub>2</sub>S puede conducir a un aumento masivo de contaminación biológica y la corrosión.

La corrosión microbiológica se encuentra más frecuentemente en los intercambiadores de calor, en el fondo de los tanques de almacenamiento de agua, tuberías con estancamiento o baja flujo, y la tubería en contacto con algunos suelos.

La corrosión MIC se observa generalmente como “*pitting*” localizada bajo depósitos. Los daños se caracteriza generalmente por “*pitting*” en forma de copa dentro de “*pitting*” en acero al carbono o cavidades superficiales en acero inoxidable (ver figura 1).

Figura 1. “Pitting” hemisférica típica de corrosión microbiológica.



Fuentes: (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006)

Debido a que los microbios necesitan agua para desarrollarse. Los sistemas que contienen agua (agua de enfriamiento, tanques de almacenamiento, etc.) deben ser tratados con biocidas tales como cloro, bromo, ozono, luz ultravioleta o compuestos patentados.

La aplicación adecuada de los biocidas podría controlar pero no eliminar los microbios de modo que el tratamiento continuo es necesario, así como mantener las velocidades o caudales superiores a los niveles mínimos, minimizar las zonas de estancamiento o bajo flujo.



Los sistemas que no estén diseñados o destinados para la contención del agua deben mantenerse limpia y seca.

Se recomienda vaciar el agua de las pruebas hidrostáticas tan pronto como sea posible, mantener las superficies secas y evitar la entrada de humedad.

Estructuras enterradas con protección catódica han sido eficaces en la prevención de MIC.

La mitigación eficaz de los organismos establecidos requiere la extirpación completa de los depósitos y los organismos que utilizan una combinación de “*pigging*”, chorro de arena, limpieza química y el tratamiento biocida.

### **2.1.3 Corrosión en suelos.**

Se denomina así a los procesos de degradación que son observados en estructuras de acero enterradas.

El suelo generalmente es un medio heterogéneo en donde se dan muchas variaciones en la velocidad de corrosión de los metales. Un suelo natural contiene los siguientes elementos: arena, arcilla, cal y humus. Estos componentes pueden estar mezclados en el suelo en diferentes proporciones que darán lugar a distintos grados de agresividad.

Por lo general, los suelos arenosos, margo-arenosos, margo-calcáreos y calcáreos no son agresivos; los suelos arcillosos en algunas condiciones son agresivos. Los que son agresivos de por sí son las turbas, los humus libres de cal y también los suelos cenagosos y de aluvión. Los suelos artificiales, esto es los formados por escorias y basuras, elementos en putrefacción y residuos humanos e industriales también son agresivos.

Si el oxígeno atmosférico no puede penetrar el suelo, es frecuente el caso en suelos arcillosos o turbosos, el hidrógeno producido a consecuencia de la reacción catódica en la estructura enterrada puede llegar a ser eliminado (oxidado) por una acción microbiana. Este proceso es el resultado de la actividad metabólica de un microorganismo (la bacteria *Sporovibrio desulfuricans*) que se desarrolla en ausencia completa de oxígeno libre (condiciones anaerobias). Para oxidar el hidrógeno de estos medios nutritivos orgánicos, esta bacteria no utiliza el oxígeno libre, sino el ion sulfato, reduciéndolo a sulfuro.

El resultado neto es que la corrosión continúa y se denomina corrosión anaerobia. Los síntomas característicos en las conducciones metálicas enterradas son el ennegrecimiento local del suelo por la formación del sulfuro de hierro y a veces el olor a ácido sulfhídrico. (Lora, 2010)

La severidad de la corrosión del suelo está determinada por muchos factores, incluyendo temperatura de funcionamiento, la humedad y la disponibilidad de oxígeno, la resistividad del suelo (condiciones del suelo y de las características), el tipo de suelo (drenaje de agua), y la homogeneidad (variación en el tipo de suelo), la protección catódica, el drenaje de corriente parásita, y tipo de recubrimiento aplicado.

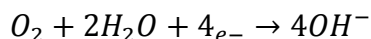
El mecanismo de corrosión de los materiales metálicos enterrados es electroquímico, siempre y cuando exista un mínimo de humedad. La reacción anódica en estas condiciones es la disolución del metal (Lora, 2010)

Ecuación 1:



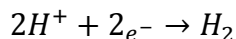
La reacción catódica cuando existe reducción por presencia de oxígeno es (Lora, 2010):

Ecuación 2:



En terrenos ricos en material orgánico producidos por actividad bacteriana, la presencia de  $H^+$  puede llegar a ocasionar una reducción catódica según la siguiente reacción:

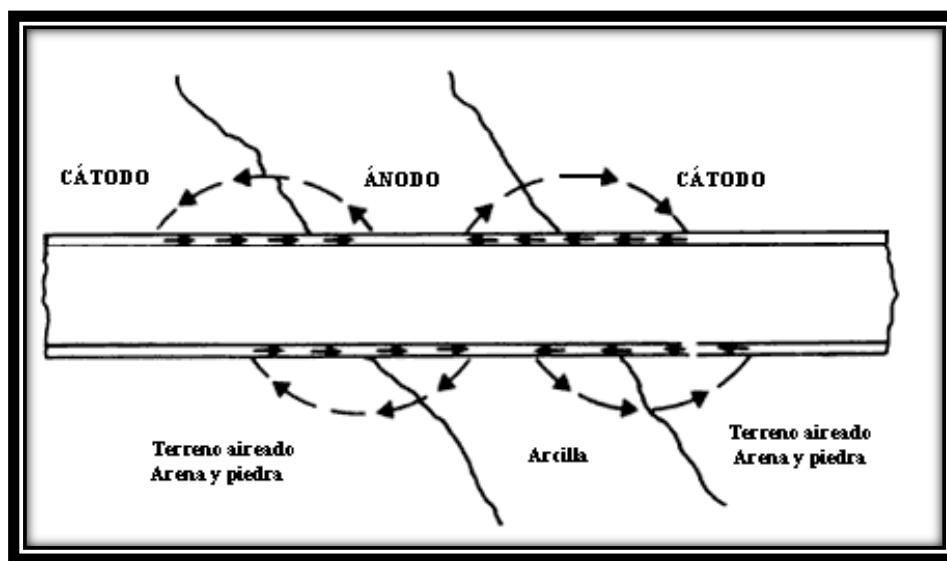
Ecuación 3:



Existe una variación del mecanismo de corrosión, relacionada con la variación de la permeabilidad del suelo provocando una zona catódica con alta concentración de oxígeno y otra anódica pobre en oxígeno. Este mecanismo es conocido como “corrosión por aireación diferencial” ver figura 2.

Si una tubería metálica se encuentra en un terreno donde exista una concentración diferente de oxígeno, la parte menos oxigenada será la zona anódica y por tanto será la que sufrirá los efectos de la corrosión. (Lora, 2010)

Figura 2. Corrosión por Aireación Diferencial.



Fuente (Lora, 2010)

Tabla 1. Grado de agresividad del suelo en función de la resistividad

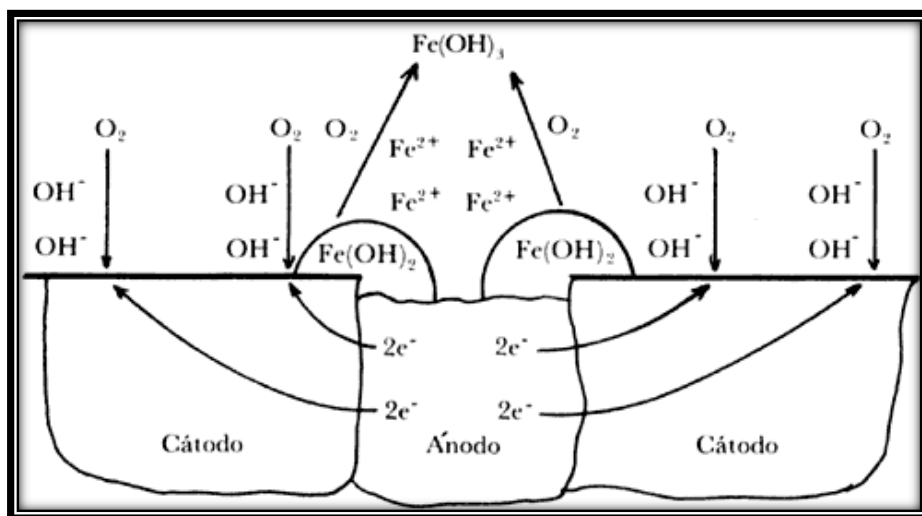
RESISTIVIDAD ( $\Omega \cdot m$ )	GRADO DE AGRESIVIDAD
<10	Severo
10-100	Discreto
100-1000	Escaso
> 1000	Nulo

Fuente (Lora, 2010)

La resistividad de un terreno depende, en particular, de su estructura, de las dimensiones de sus partículas constituyentes, de su porosidad y permeabilidad, del contenido de agua (humedad) y de su contenido de iones. La velocidad de

corrosión está ligada a la resistividad del terreno de la forma que se señala en la tabla 1.

Figura 3. Corrosión Anaerobia



Fuente (Lora, 2010)

En un medio anaerobio es posible predecir la corrosión midiendo el pH y el potencial rédox. Estas medidas permiten establecer las condiciones que favorecen la actividad microbológica responsable de la corrosión anaerobia. El pH más favorable es entre 5.5 y 8.5 (neutro). En estas condiciones, la medida del potencial rédox efectuada con un electrodo de platino, permite establecer si un terreno está predispuesto al crecimiento de bacterias sulfatoreductoras. (Lora, 2010)

Tabla 2. Grado de agresividad del suelo por bacterias sulfato-reductoras en función del potencial rédox.

Valor del potencial redox en mV vs. Electrodo de hidrogeno	Grado de agresividad potencial (posibilidad de corrosión anaerobia)
<100	Severa
100-200	Moderada
200-400	Escasa
>400	Nula

Fuente (Lora, 2010)

Basándose en los datos reportados en la tabla 2, es posible determinar la agresividad potencial de un suelo desde el punto de vista del crecimiento de bacterias sulfato-reductoras, lo cual permite establecer una clasificación de los suelos. (Lora, 2010)

## 2.2 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO.

Las técnicas de inspección y monitoreo más utilizadas para la detección de este tipo de corrosión son las siguientes:

- Medición de la estructura con el potencial del suelo usando electrodos de referencia dedicados cerca de la estructura (previa corrección caída ir).

Por medio de dispositivos de inspección en línea directa (ECDA), herramientas de espesor por ultrasonido guiadas (PIG), indirectamente por las pruebas de presión, o visualmente por la evaluación.

### 2.2.1 Evaluación directa de la corrosión externa (ECDA)

Es un proceso de cuatro pasos que combina pre-evaluación, inspecciones indirectas, exámenes directos y evaluación posterior para evaluar el impacto de la corrosión externa de la integridad de una tubería.





- **Pre-evaluación:** La etapa de pre-evaluación recoge datos históricos y actuales para determinar si es factible ECDA, define regiones ECDA, y selecciona las herramientas de inspección indirectas. Los tipos de datos que deben recogerse están típicamente disponibles en los registros de construcción, históricos de operación y mantenimiento, hojas de alineación, los registros de estudios de la corrosión, otros registros de inspección sobre el suelo, y los informes de inspección de las evaluaciones de integridad anteriores o acciones de mantenimiento.
- **Inspecciones indirectas:** Esta etapa cubre las inspecciones sobre el suelo y / o inspecciones desde de la superficie del terreno para identificar y definir la gravedad de las fallas de recubrimiento, otras anomalías, y las zonas donde la actividad de la corrosión puede haber ocurrido o puede estar ocurriendo. Dos o más herramientas de inspección indirecta son utilizadas sobre todo el segmento de tubería para proporcionar una mejor fiabilidad de detección bajo la amplia variedad de condiciones que se pueden encontrar a lo largo del derecho de vía de la tubería.
- **Evaluación directa:** La evaluación directa incluye el análisis de los datos de inspección indirectas para seleccionar sitios para las excavaciones y las evaluaciones de la superficie de la tubería. Los datos de la evaluación directa se combinan con los datos anteriores para identificar y evaluar el impacto de la corrosión externa de la tubería. Además, la evaluación del desempeño del revestimiento de tuberías, reparación de defectos a la corrosión, y la mitigación de errores de protección de corrosión se incluyen en este paso.
- **Evaluación posterior:** Cubre los análisis de los datos recogidos de los tres pasos anteriores para evaluar la efectividad del proceso de ECDA y determinar intervalos de reevaluación. (NACE Standard RP 0502: Standard Recommended Practice Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology., 2002)



### 2.2.2 INSPECCIÓN EN LINEA (ILI)

La inspección de una tubería desde el interior de la tubería usando un dispositivo o vehículo que utiliza una técnica de ensayo no destructivo para inspeccionar la tubería desde el interior. (NACE Standard RP0102. Standard Recommended Practice In – Line Inspection., 2002)

La inspección en línea involucra el uso de equipos de tecnología avanzada, a menudo referido como "marranos inteligentes" o en herramientas de inspección de línea, que se despliegan en el interior de la tubería. Los marranos inteligentes fueron nombrados originalmente por el sonido que hacen chillidos mientras viaja a través de una tubería. Originalmente, se utilizaron marranos inteligentes para limpiar los escombros y eliminar el agua de una línea después de una prueba hidrostática. Ahora, se usan comúnmente para llevar la tecnología sofisticada que permita detectar anomalías al interior de una tubería.

Hay un número de tipos de herramientas de inspección en línea, cada una diseñada para una tarea única. El tipo más común de marrano inteligente utiliza un método denominado fuga de flujo magnético (MFL). Las herramientas con MFL utilizan imanes muy potentes para detectar perturbaciones en el campo magnético que son causadas por defectos. El tamaño relativo, la forma y ubicación de los defectos pueden entonces ser determinados y utilizados para la planificación de la reparación ([www.socalgas.com](http://www.socalgas.com))

### 2.2.3 TÉCNICA DE INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO SCAN A.

Es una técnica de inspección no destructiva de tipo mecánico, y su funcionamiento se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido y la densidad del material.

Los equipos de ultrasonido que se utilizan actualmente permiten detectar discontinuidades superficiales, subsuperficiales e internas, dependiendo del tipo de palpador utilizado y de las frecuencias que se seleccionen dentro de un rango que va desde 0.25 hasta 25 MHz. Las ondas ultrasónicas son generadas por un cristal o un cerámico piezoeléctrico denominado transductor y que tiene la propiedad de transformar la energía eléctrica en energía mecánica y viceversa. Al ser excitado eléctricamente el transductor vibra a altas frecuencias generando ultrasonido. Las vibraciones generadas son recibidas por el material que se va a inspeccionar, y durante el trayecto la intensidad de la energía sónica se atenúa

exponencialmente con la distancia del recorrido. Al alcanzar la frontera del material, el haz sónico es reflejado, y se recibe el eco por otro (o el mismo) transductor.

Para la determinación del espesor remanente en tuberías que sufren corrosión, se utilizan palpadores tipo “pencil” de alta frecuencia.

#### **2.2.4 INSPECCIÓN VISUAL**

La inspección visual y óptica es aquella que utiliza la energía de la porción visible del espectro electromagnético. Los cambios en las propiedades de la luz, después de entrar en contacto con el objeto inspeccionado, pueden ser detectados por el ojo humano o por un sistema de inspección visual. La detección puede realizarse o puede ser resaltada mediante el uso de espejos, amplificadores o magnificadores y otros accesorios o instrumentos visuales.

Algunas inspecciones visuales y de óptica se basan en leyes simples de óptica geométrica. Otras dependen de las propiedades complicadas de la luz. Una ventaja única de la inspección visual, es que puede proporcionar datos cuantitativos más confiables que cualquier otra Prueba no Destructiva

Para la inspección visual de corrosión se utilizan comúnmente las reglas metálicas y las galgas “Pitting”. (S.A.)

### **2.3 MÉTODOS DE REPARACIÓN DE TUBERÍA.**

Los defectos en líneas de flujo pueden ser reparados por una variedad de métodos, aquellos que son usados comúnmente por los operadores de línea son:

- Reparación por corte y empalme de la sección afectada.
- Reforzar el área afectada por medio de una camisa o envolvente.
- Instalar un dispositivo sellado o hermético para contención de presión sobre el defecto.

- Depositar metal de soldadura para llenarlo con material nuevo.
- Instalar conexión a presión.

### **2.3.1 Reparación por deposición de metal de soldadura.**

Reparación de ductos mediante la deposición directa de metal de soldadura, es una atractiva alternativa a la instalación de mangas-envoltura completa o compuesto refuerzo para la reparación de defectos de pérdida de pared en tuberías en servicio.

La reparación de deposición de soldadura es atractiva porque es directo, relativamente rápida y barata de aplicar, no crea problemas de corrosión adicionales, y no requiere materiales adicionales más allá de consumibles de soldadura.

Hay dos preocupaciones principales con soldadura en tuberías en servicio y los sistemas de tuberías. La primera es por la seguridad del personal de mantenimiento. Durante la reparación, hay un riesgo de que el arco de soldadura penetre la pared del tubo, permitiendo que el contenido se escape.

La segunda preocupación es por la integridad del sistema posterior a la reparación por soldadura. Ya que las soldaduras realizadas en servicio normalmente se enfrían a un ritmo acelerado como resultado de la habilidad del flujo del fluido para remover el calor desde la pared del tubo. Estas soldaduras, por lo tanto, pueden generar microestructuras en la zona afectada por el calor (haz) y pueden ser susceptibles a agrietamiento por hidrógeno. (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006)

## **2.4 RIESGOS DURANTE LA REPARACIÓN**

Durante la reparación por la técnica de deposición de soldadura, tienen dos grandes preocupaciones. Una consiste en la perforación del tubo por el arco de soldadura la cual ocasiona riesgo para el personal a cargo y la segunda se trata de la integridad del sistema después de la reparación ya que las soldaduras hechas en servicio están expuestas a fisuración por hidrogeno. Estas dos preocupaciones se tratan a continuación:

#### 2.4.1 Perforación de Línea

Una perforación de línea se producirá cuando se suelda sobre tubería a presión si el área no fundida bajo el charco de soldadura no tiene la resistencia suficiente para contener la presión dentro de la tubería. El riesgo a la perforación aumentará a medida que disminuye el espesor de pared de la tubería y la penetración de soldadura aumenta, ver figura 4. En las reparaciones por deposición de soldadura, el espesor efectivo de la pared del tubo tiende a ser delgada. (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006)

Figura 4. Perforación de la línea



Fuentes: (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006)

#### 2.4.2 Fisuración por Hidrógeno.

Cuando se suelda una tubería en servicio, la velocidad de enfriamiento resulta más rápida debido a los fluidos que fluyen a presión y tienden a eliminar el calor de la pared de la tubería.

Estos tipos de soldadura de rápida enfriamiento combinado con un Carbono equivalente alto son típicos de las tuberías antiguas las cuales tienden a ser susceptibles a formar microestructuras. El desarrollo de estas microestructuras tiende a que las soldadura de reparación sean susceptibles a la fisuración por hidrogeno. Para que la fisuración por hidrogeno se produzca deben cumplirse tres condiciones necesarias: presencia de hidrógeno en la soldadura, formación de microestructura en la soldadura susceptible a las grietas y esfuerzo de tensión actuando sobre la soldadura. (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006)

Figura 5. Típica fisuración por hidrogeno en el pie de un filete de soldadura.



Fuentes (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006)

## 2.5 PROCESOS DE SOLDADURA.

A continuación se mencionan algunos procesos de soldadura por arco eléctrico que pueden ser empleados en la técnica de reparación propuesta.

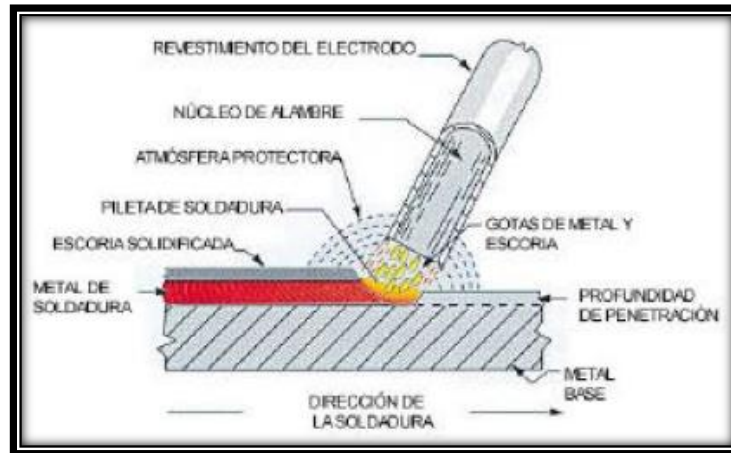
### 2.5.1 Soldadura por Arco electrodo protegido

La soldadura SMAW (siglas en inglés “*shielded metal arc welding*”) es un proceso en el cual se da una fusión de metal debido al calor generado por un arco eléctrico que se da entre el metal base y la punta del electrodo recubierto. El metal de aporte se obtiene de la fusión del electrodo recubierto, el cual se transfiere al cordón de soldadura en pequeñas gotas por la acción del arco eléctrico. (Ver figura 6)

La protección de la unión se logra gracias a la descomposición del fundente (o recubrimiento) del electrodo en forma de gases, que ejercen un efecto de chorro que empuja el metal fundido en dirección al metal base o pieza de trabajo, y en escoria, la cual aísla el cordón durante la deposición de metal y solidificación del cordón y ayuda a darle forma al cordón de soldadura especialmente en soldadura vertical y sobre cabeza. La escoria debe ser removida después de cada procedimiento.

Cabe recordar que el núcleo del electrodo debe ser de un material compatible con el metal que se va a soldar.

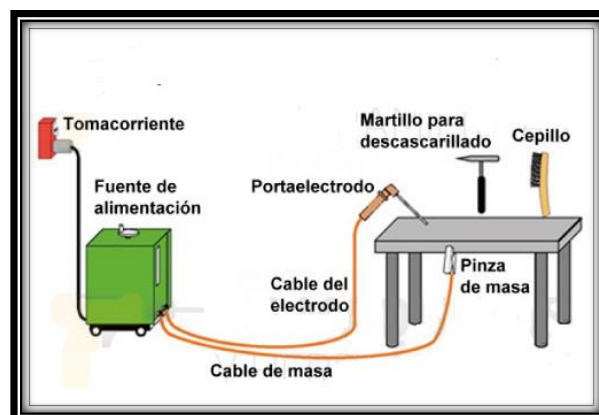
Figura 6. Proceso de soldadura por arco con electrodo revestido



Fuente: (Maximiliano Mobilia, 2013)

El equipo de soldeo (ver figura 7) consta básicamente de una fuente de poder, un porta electrodo, electrodos, conexión de masa, cables y una pieza de trabajo.

Figura 7. Esquema del equipo de soldeo SMAW



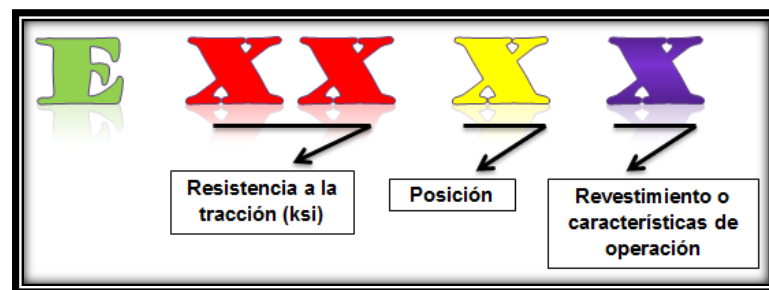
Fuente: (Maximiliano Mobilia, 2013)



Debido a que el electrodo es una característica tan importante del proceso de soldadura por arco con electrodo revestido, es necesario entender cómo se clasifican e identifican los distintos tipos. La *American Welding Society* ha desarrollado un sistema para la identificación de los electrodos de soldadura por arco con electrodo revestido. La figura 8, ilustra las distintas partes de este sistema.

Las especificaciones de la *American Welding Society* A5.1 Y A5.5 describen los requerimientos para los electrodos de acero al carbono y de baja aleación respectivamente. Describen las distintas clasificaciones y características de esos electrodos.

Figura 8. Sistema de identificación de electrodo SMAW



Fuente: El autor

Se establece que para electrodo la identificación consiste de una “E”, seguida por cuatro o cinco dígitos. Los primeros dos o tres números se refieren a la mínima resistencia a la tracción del metal de soldadura depositado. Esos números expresan la resistencia mínima a la tracción en miles de libras por pulgada cuadrada (ver figura 8).

Los números siguientes se refieren a las posiciones en las cuales el electrodo puede ser usado. Un “1” indica un electrodo que es apto para ser usado en cualquier posición. Un “2” indica que el metal fundido es tan fluido que el electrodo sólo puede ser usado en las posiciones plana o filete horizontal. Un “4” significa que el electrodo es apto para soldar en progresión descendente. El número “3” no está asignado.

El último número describe otras características que son determinadas por la composición del revestimiento presente en el electrodo. Este recubrimiento determinará las características de operación y corriente eléctrica recomendada:



AC (corriente alterna), DCEP (corriente continua, electrodo positivo), DCEN (corriente continua, electrodo negativo).

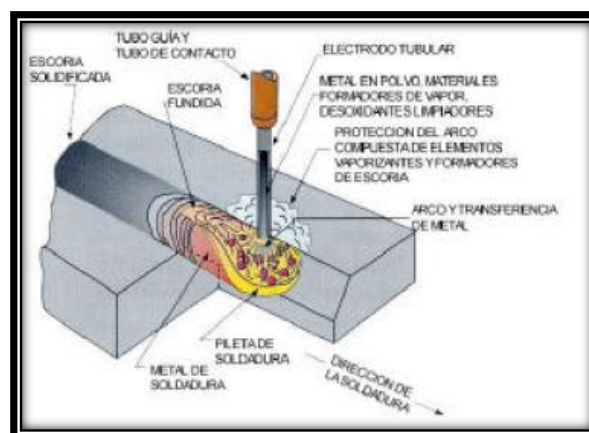
### 2.5.2 Soldadura por Arco con Alambre Tubular FCAW.

Este es muy similar a la soldadura por arco con alambre y protección gaseosa excepto que el electrodo es tubular y contiene un fundente granular en vez de un alambre sólido como en soldadura por arco con alambre y protección gaseosa.

La figura 9 muestra un conjunto soldado mediante un proceso FCAW auto protegido y una vista en detalle de la región del arco durante la soldadura. Se muestra al electrodo tubular que es alimentado a través del tubo de contacto de la pistola de soldadura, para producir un arco entre el electrodo y la pieza de trabajo. En tanto la soldadura progresa, se deposita un cordón de metal de soldadura. Cubriendo éste metal de soldadura solidificado se encuentra una capa de escoria, como el caso de la soldadura por arco con electrodo revestido.

Con soldadura por arco con alambre tubular, puede haber o no protección gaseosa, dependiendo en qué tipo de electrodo se use. Algunos electrodos son designados como proveyendo toda la protección necesaria del fundente interno, y se los conoce como “auto protegidos”. Otros electrodos requieren protección adicional de un gas de protección adicional.

Figura 9. Soldadura por Arco con Alambre Tubular Auto protegida



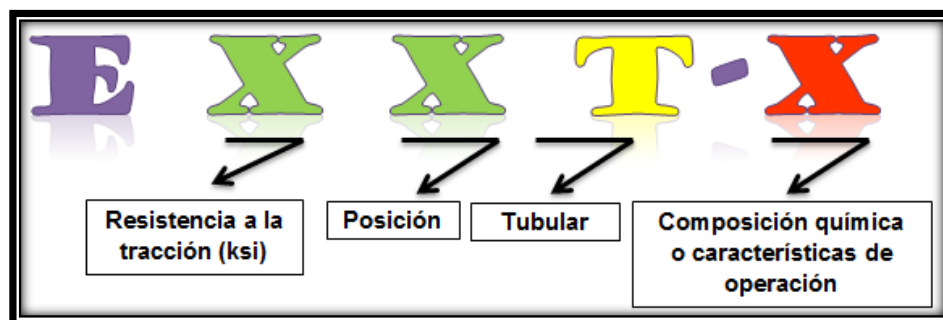
Fuente: (Maximiliano Mobilia, 2013)

Una revisión de los tipos de electrodos muestra que las designaciones se refieren a la polaridad, número de pasadas, y posición de soldadura.

Una identificación comienza con una “E”, la que expresa que es un electrodo. El primer número se refiere a la mínima resistencia a la tracción del metal de soldadura depositado en diez mil libras por pulgadas cuadradas, de manera que “7” significa que la resistencia a la tracción del metal de soldadura es al menos 70000 psi. El segundo dígito será tanto “0” o “1”. Un “0” significa que el electrodo es adecuado para el uso sólo en posición plana o filete horizontal, mientras que un “1” describe un electrodo que puede ser usado en cualquier posición. Siguiendo a estos números está la letra “T”, que se refiere a un electrodo tubular. A esto sigue un guión y luego otro número que denota el grupo particular basado en la composición química del metal de soldadura, tipo de corriente, polaridad de la operación, además si requiere protección gaseosa, y otras informaciones para la categoría. Ver figura 10.

Con este sistema de identificación, puede determinarse si una clasificación de electrodo requiere o no gas de protección auxiliar. Algunos electrodos están formulados para ser usados sin ningún gas de protección adicional distinto al contenido dentro del electrodo. Estos tienen los números 3, 4, 6, 7, 8, 10 y 11. Mientras que los electrodos que tienen los sufijos 1, 2 y 5, requieren alguna protección externa para ayudar en la protección del metal fundido.

Figura 10. Sistema de Identificación de Electrodo FCAW.



Fuente: El autor

### **3 MARCO LEGAL**

Para el desarrollo del proyecto se debe considerar y tener en cuenta una serie de normatividad, la cual se nombra a continuación:

#### **3.1 API 5L SPECIFICATION FOR LINE PIPE.**

Esta norma internacional especifica los requisitos para la fabricación de dos niveles de especificación de productos (PSL 1 y PSL 2) de tubos de acero con costura para uso en sistemas de transporte por ductos en la industria del gas natural y del petróleo.

El uso de la norma nos permitirá conocer las características químicas y propiedades mecánicas del metal base de la tubería objeto del proyecto.

#### **3.2 ASME SECC. IX/2013 WELDING AND BRAZING QUALIFICATIONS.**

El propósito del uso de la Especificación es la guía mediante el uso de las variables esenciales para la elaboración del Procedimiento de Soldadura (WPS) y dar las pautas para la elaboración del Registro de Calificación del Procedimiento (PQR) y así determinar que el conjunto de partes con depósitos de soldadura propuesto para la reparación sea capaz de proveer las propiedades requeridas para su aplicación destinada.

Se consultara el Artículo II para la elaboración de la Especificación del Procedimiento de soldadura WPS y plantear el método de calificación del mismo.

#### **3.3 ASME B31.4 PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUID HYDROCARBONS AND OTHER LIQUIDS.**

Esta norma establece los requisitos para el diseño , materiales, construcción, montaje , inspección y pruebas del Piping que transportan líquidos como el petróleo crudo, condensado , gasolina natural , líquidos de gas natural , gas licuado de petróleo , alcohol líquido, amoníaco anhidro líquido y productos petrolíferos líquidos entre las instalaciones de arrendamiento de productores, patios de tanques , plantas de procesamiento de gas natural , refinerías , estaciones , plantas de amoníaco , terminales y otros puntos de entrega y recepción.



De igual manera nos permitirá establecer aspectos básicos para complementar criterios de inspección y mantenimiento de sistemas de tubería de transportación de hidrocarburos líquidos, así como optimizar actividades de inspección y mantenimiento que repercutan en ahorro de tiempos de ejecución y beneficios económicos.

#### **3.4 ASME SECC. V NONDESTRUCTIVE EXAMINATION; ARTICLE 4 ULTRASONIC EXAMINATION METHODS FOR WELDS.**

El Código contiene los requisitos y métodos de análisis no destructivos (END), que son los requisitos del Código en la medida en que se hace referencia específica y requiere de otras secciones de código o de un documento de referencia. Estos procedimientos de evaluación tienen por objeto detectar las imperfecciones internas y de superficie en los materiales, soldaduras, piezas fabricadas, y otros componentes.



## 4 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES INVOLUCRADAS

Durante esta etapa se identificarán todas las variables con el fin de determinar cuáles deben ser totalmente controladas para obtener el proceso adecuado que me garantice la integridad del tubo y plantear el procedimiento de soldadura adecuado.

### 4.1 MECANISMOS DE DESGASTE

Para las condiciones de la tubería objeto del proyecto, se ha identificado como principales mecanismo de daño las corrosiones anaerobia y por aireación diferencial.

### 4.2 CONDICIÓN DEL SERVICIO

La tubería objeto de proyecto es del tipo oleoducto, el cual transporta crudo de cualquier gravedad API hasta estaciones de bombeo, refinerías o estaciones de despacho.

En Colombia, generalmente los oleoductos son enterrados a una profundidad mayor a los 3 metros y en lugares o zonas de difícil acceso o acceso aéreo.

Como ejemplo se tiene en cuenta las líneas de transporte en la Verde de Zambora (Boyacá) que trabaja a una presión de operación de 1000 psi; válvula de Cabuyal (Antioquia) que trabaja a una presión de operación de 800 psi y La Granjita (Córdoba) con presión de operación de 650 psi.

### 4.3 METAL BASE

- **Especificación de material**

API 5L Gr X65 PSL 1, con y sin costura.

- **Composición química**

La tabla 3 relaciona la composición química exigida según los lineamientos de la especificación API 5L.

Tabla 3. Requisitos de Composición Química para análisis de colada y producto por porcentaje de peso

API 5L GRADO X65								
MANUFACTURA	C	Mn	P		S	V	Nb	Ti
	Máx.	Máx.	min.	Máx.	Máx.	Máx.	Máx.	Máx.
Sin costura	0,28	1,4	-	0,03	0,03	De acuerdo a la expresión 4.		0,06
Con costura	0,26	1,45	-	0,03	0,03			0,06

Fuente (American Petroleum Institute, 2013)

Ecuación 4

$$V + Nb + Ti < 0,15\%$$

- **Propiedades mecánicas:** La tabla 4 relaciona los requerimientos mínimos de tensión para el material API 5L Grado 65X.

Tabla 4. Requerimientos de Tensión PSL1.

Grado	Esfuerzo de fluencia		Esfuerzo ultimo		Porcentaje de elongación en 2 in
	psi	MPa	Psi	MPa	
X65	65000	448	77000	531	De acuerdo al requerimiento.

Fuente (American Petroleum Institute, 2013)

#### 4.4 CONDICIONES O REQUISITOS ESPECIALES

- **Carbono equivalente**

Para soldaduras en servicio, el carbono equivalente del material al que aplica el procedimiento debe ser identificado en adición con esfuerzo mínimo de fluencia específico (SMSY). Los niveles de carbono equivalente pueden ser agrupados.

Un procedimiento para materiales con un carbono equivalente elevado puede ser utilizado en lugar del procedimiento para este soldadura en servicio siempre y cuando que las condiciones térmicas sean menos severas y no se incremente el riesgo de fragilización por hidrogeno.

El carbono equivalente se calcula con la ecuación 5.

Ecuación 5: Cálculo carbono equivalente.

$$CE_{IIW} = \%C + \frac{\%Mn}{6} + \frac{\%Cu + \%Ni}{15} + \frac{\%Cr + \%Mb + \%V}{5}$$

Fuente (American Petroleum Institute, 2013)

De acuerdo al método de interacción de precalentamiento y composición química se debe tener en cuenta las condiciones dadas en la tabla 5:

Tabla 5. Tratamiento térmico de acuerdo al carbono equivalente

Rango de Carbono Equivalente	Tratamiento termico
CE < 0,35	no se requiere precalentamiento o PWHT
0,35< CE <0,55	requiere precalentamiento
CE > 0,55	se requiere precalentamiento o PWHT

Fuente (GONZALES., 2010)

El resultado de CE < 0,35 indica que no existe riesgo de formación de Martensita en el material de la tubería reduciendo la probabilidad de agrietamiento por hidrogeno.

La tabla 6 indica las temperaturas de precalentamiento recomendadas de acuerdo al porcentaje de carbono equivalente hallado.

Tabla 6. Temperaturas de Precalentamiento según su CE

Carbono Equivalente CE	Temperatura de Precalentamiento Sugerida (°F)	Temperatura de Precalentamiento Sugerida (°C)
Hasta 0.45	Opcional	Opcional
0.45 a 0.60	200 – 400	93 – 205
Por encima de 0.60	400 – 700	205 – 375

Fuente: Presentación Ing. Andrés Rengifo. Soldabilidad de los metales

- **Espesor mínimo requerido**

El espesor remanente mínimo para reparación por deposición de soldadura debe ser de 3,2 mm (1,25in). Cuando el espesor remanente es muy delgado, deben usarse electrodos de diámetro pequeño. (CC Technologies Inc, Edison Welding Institue, 2006)

- **Metal de Soldadura**

Los electrodos usados para el depósito de metal de soldadura deberán ser de un diámetro de 2,4mm (3/32in) o menor a éste. Los consumibles empleados para la reparación mediante depósito de soldadura deberán limitarse a bajo hidrogeno. (CC Technologies Inc, Edison Welding Institue, 2006)

- **Aporte máximo de calor**

De acuerdo al Manual para Reparaciones de tubería, la entrada de calor no deberá exceder 0.59KJ/mm (15KJ/in). (CC Technologies Inc, Edison Welding Institue, 2006)

- **Presión de operación de la línea.**

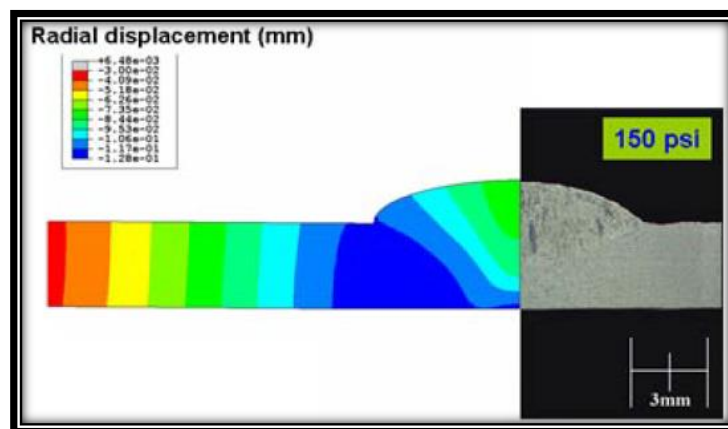
Se realiza el estudio de 3 probetas conservando como constantes el espesor remanente de pared, el diámetro de la tubería y la entrada de calor y variando la presión de operación

La figura 11, muestra una presión de operación de 150 psi y evidencia que los efectos a esta presión sobre el peligro de quemón no es considerable. En la figura



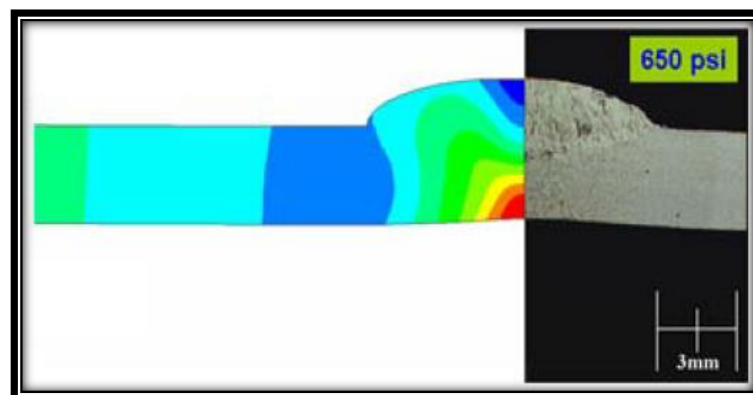
12, se aumenta la presión a 650 psi y se observa que la susceptibilidad a la perforación de línea es mínima y no representa riesgo, finalmente la figura 13 muestra una presión de operación donde claramente se puede observar la deformación y alto riesgo a perforación del tubo. . (Matthew A. Boring PE, 2008).

Figura 11. Efectos de la presión de operación (150psi) sobre el riesgo de perforación de tubería.



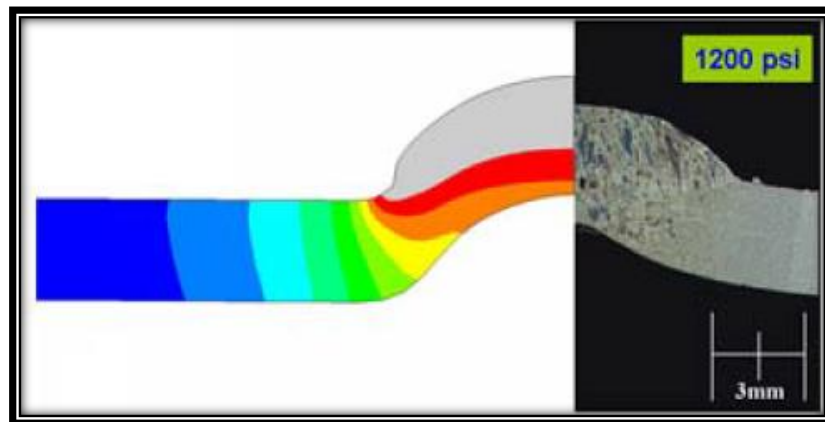
Fuente (Matthew A. Boring PE, 2008)

Figura 12. Efectos de la presión de operación (650psi) sobre el riesgo de perforación de tubería.



Fuente (Matthew A. Boring PE, 2008)

Figura 13. Efectos de la presión de operación (1200psi) sobre el riesgo de perforación de tubería.



Fuente (Matthew A. Boring PE, 2008)

## 5 TIPIFICACIÓN DE DAÑO O DEFECTO

De acuerdo a las variables que pueda controlar y con el fin de mantener la integridad del tubo, se estandarizará el tipo de daño o defecto, que puede ser reparado mediante esta técnica de acuerdo a las siguientes condiciones:

### 5.1 MECANISMO DE DAÑO

El mecanismo de daño para la aplicación del método de reparación debe ser corrosión anaeróbica o aireación diferencial, de igual manera la corrosión objeto a reparar será externa.

### 5.2 ESPESOR DE PARED DE TUBERIA

La pérdida de espesor por corrosión externa deberá ser mayor al 80% del espesor de diseño, de acuerdo a los lineamientos del código de diseño de sistemas de transporte por tubería de hidrocarburos. (American Society of mechanical engineers, 2012)

### 5.3 GRADO DE ESFUERZO Y PRESION DE FALLA

El grado de esfuerzo de falla estimado  $S_F$  deberá ser menor que el producto entre el factor de seguridad  $S_F$  y el esfuerzo tangencial  $S_O$ , o que la presión de falla estimada  $P_F$  sea menor que el producto entre el factor de seguridad  $S_F$  y la presión de operación  $P_O$ . (American society of Mechanical Engineers, 2009)

## 6 SELECCIÓN DEL PROCESO DE SOLDADURA

Se revisaran las variables a controlar en el proceso, equipos y materiales de aporte y se seleccionará el proceso de soldadura que permita el fácil acceso tanto a la zona donde se encuentra la tubería como el acceso a la zona del tubo a reparar, de igual manera se tendrá en cuenta el proceso que permita reducir tiempo y costos, la tabla 7 permite apreciar las ventajas y desventajas de los procesos considerados para esta técnica de reparación.

A diferencia de los procesos sin fusión, los procesos con fusión unen el material de recubrimiento al sustrato por una unión metalúrgica. Las aleaciones que son fundidas tienen una resistencia al menos igual al metal fundido de menor resistencia.

Tabla 7. Ventajas y Desventajas de Procesos de Soldadura.

PROCESOS DE SOLDADURA		
PROCESO	VENTAJA	DESVENTAJA
<b>SMAW</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipo relativamente simple, fácil portabilidad y de bajo costo</li> <li>• No requiere protección adicional para el metal de aporte (gases)</li> <li>• Menos sensible a las corrientes de aire</li> <li>• Se puede utilizar en áreas de difícil acceso</li> <li>• Se puede usar en la mayoría de las aleaciones y metales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No se puede usar con materiales de muy bajo punto de fusión</li> <li>• No se puede utilizar con materiales reactivos</li> <li>• La cantidad de amperaje a utilizar es limitada y representa menor rata de deposición que otros procesos</li> <li>• Presenta menor ciclo de operación que otros procesos por cambio de electrodo y limpieza de escoria</li> </ul>
<b>GMAW</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puede soldar virtualmente todos los metales y aleaciones soldables</li> <li>• Aplicación en todas las posiciones</li> <li>• Elevadas tasas de deposición</li> <li>• Poca limpieza final ya que no genera escoria</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipos complejos</li> <li>• Mayor número de condiciones a controlar</li> <li>• Poco práctico de usar en lugares de difícil acceso</li> <li>• Se debe proteger el arco y metal fundido de corrientes de aire</li> </ul>
<b>GTAW</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Libre de salpicaduras, permite un excelente control en pases de raíz</li> <li>• Poca limpieza final debido a la no presencia de escoria</li> <li>• Se obtienen soldaduras de excelente calidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajas tasas de deposición</li> <li>• Muy susceptible a la contaminación</li> <li>• Se requiere aplicadores de gran destreza</li> </ul>
<b>FCAW</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasas de deposición elevadas</li> <li>• Escoria ayuda a proteger y sostener el metal líquido, esto favorece la aplicación fuera de posición</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipos complejos y costosos</li> <li>• Mayor número de condiciones a controlar</li> <li>• Poco práctico en lugares de difícil acceso</li> <li>• Requiere de limpieza de escoria entre pases</li> </ul>

Fuente: Exposiciones Especialización Soldadura, Ing. Luis E. Garavito

En la tabla 8, se indican de acuerdo a las necesidades del proceso de reparación y las condiciones del sitio, un ponderado de las principales características que son relevantes para la selección del proceso de soldadura más adecuado.

Tabla 8. Selección del Proceso de Soldadura.

		Logística Asociada a la reparación			Condición de área a reparar	Características del proceso						TOTAL	PONDERADO
		Facilidad de transporte de equipo de soldeo a sitio de reparación	Disponibilidad de equipo en sitio	Facilidad de transporte de consumibles para reparación	Limpieza del área a reparar	Protección por gas	Protección por escoria	Acceso de porta electrodo a la junta	Sensibilidad a variaciones ambientales	Tasa de deposición	Control de aportación de calor		
Logística Asociada a la reparación	Facilidad de transporte de equipo de soldeo a sitio de reparación		0	1	1	1	1	1	1	1	0	7	14,29%
	Disponibilidad de equipo en sitio	1		1	1	1	1	1	1	1	0	8	16,33%
	Facilidad de transporte de consumibles para reparación	0	0		1	1	1	1	1	1	0	6	12,24%
Condición de área a reparar	Limpieza de la superficie del material base	0	0	0		1	1	1	0	0	0	3	6,12%
Características del proceso	Protección por gas	0	0	0	1		0	0	0	0	0	1	2,04%
	Protección por escoria	0	0	0	1	1		1	1	1	0	5	10,20%
	Acceso de porta electrodo al área de reparación	0	0	1	1	1	1		1	1	0	6	12,24%
	Sensibilidad a variaciones ambientales	0	0	0	0	1	0	0		0	0	1	2,04%
	Tasa de deposición	0	0	0	0	1	1	0	1		0	3	6,12%
	Control de aportación de calor	1	1	1	1	1	1	1	1	1		9	18,37%
Total												49	100,00%

Fuente: El Autor

De acuerdo al ponderado obtenido en la tabla 8, se utiliza el método QFD, como se puede apreciar en la Tabla 9, para encontrar el proceso de soldadura más apropiado de acuerdo a las necesidades que fueron planteadas anteriormente.

Tabla 9. Método QFD para Selección de Proceso de Soldadura.

		Matriz de relaciones: Selección Proceso de Soldadura		PARAMETROS DE DISEÑO			
				379,57	302,02	310,18	212,2
Necesidad Superior	No.	Necesidad del cliente	Peso Ponderado	SMAW	GMAW	FCAW	SAW
Logística Asociada a la reparación	1	Facilidad de transporte de equipo de soldeo a sitio de reparación	14,29%	0,7145	0,4287	0,5716	0,1429
	2	Disponibilidad de equipo en sitio	16,33%	0,8165	0,6532	0,4899	0,1633
	3	Facilidad de transporte de consumibles para reparación	12,24%	0,3672	0,3672	0,3672	0,2448
Condición de área a reparar	4	Limpieza de la superficie del material base	6,12%	0,0612	0,306	0,1224	0,1836
Características del proceso	5	Protección por gas	2,04%	0,0204	0,102	0,0816	0,0204
	6	Protección por escoria	10,20%	0,51	0,102	0,408	0,51
	7	Acceso de porta electrodo al área de reparación	12,24%	0,4896	0,2448	0,2448	0,1224
	8	Sensibilidad a variaciones ambientales	2,04%	0,0816	0,0204	0,0204	0,0612
	9	Tasa de deposición	6,12%	0,1836	0,2448	0,2448	0,306
	10	Control de aportación de calor	18,37%	0,5511	0,5511	0,5511	0,3674
			99,99%				
			Ponderado OK	3,7957	3,0202	3,1018	2,122
				SMAW	GMAW	FCAW	SAW

Fuente: Asociación latinoamericana de QFD.



---

## **7 ELABORACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA (WPS)**

### **7.1 IDENTIFICACIÓN DEL WPS**

El WPS diseñado será identificado por el código R-PIP-01.

### **7.2 METAL BASE**

El metal base de la tubería será API 5L Grado X65 con una resistencia mínima a la tracción de 65000 psi.

### **7.3 PROCESO DE SOLDADURA**

El proceso de soldadura que se usara será el SMAW, de acuerdo a lo definido en el capítulo 6 tabla 9.

### **7.4 DIAMETRO EXTERIOR DE LA TUBERIA**

Teniendo en cuenta que el diámetro no es una variable esencial para este proceso en el anexo A se indica un procedimiento para tubería desde 4in hasta 42 in de diámetro exterior.

### **7.5 ESPESOR DE PARED DE LA TUBERIA**

De acuerdo a lo indicado en el Capítulo 4 numeral 4.4, El espesor remanente mínimo para reparación por deposición de soldadura debe ser de 3,2mm y será con el cual se desarrolla el procedimiento.

### **7.6 TIPO E IDENTIFICACION DEL MATERIAL DE APORTE**

La selección del metal de aporte se realiza teniendo en cuenta la resistencia mecánica del metal base, la composición química, disponibilidad, espesor y disposición.

Se usará electrodo revestido de bajo hidrogeno E 7018 – 1, de clasificación AWS A5.1 con el fin de disminuir la susceptibilidad a la fisuración por hidrogeno inducido y se usa diámetros 3/32in (2.4mm) y 1/8in (3.2mm) para evitar la perforación de la línea.

## 7.7 CARACTERISTICAS ELECTRICAS

Según las recomendaciones del fabricante WEST ARCO, para un electrodo correspondiente a la designación E7018 se tiene en cuenta el uso de corriente directa polaridad positiva (DCEP).

El amperaje recomendado de acuerdo a los tamaños de los electrodos es:

Para diámetro de 3/32in de 70 a 100 Amperios y para diámetros de 1/8in se recomienda entre 100 a 145 amperios, de acuerdo con lo indicado en la tabla 10.

Tabla 10. Amperajes recomendados para Electrodos E7018 S WEST ARCO.

WEST ARCO E7018 S Amperajes Recomendados	
Dimensiones Electrodo	Amperajes
2,4X300mm (3/32in)	70-100 A
2,4X350mm (3/32in)	70-100 A
3,2X350mm (1/8in)	100-145 A
3,2X450mm (1/8in)	100-145 A
4X350mm (5/32in)	135-200 A
4X450mm (5/32in)	135-200 A
4,8X350mm (3/16in)	170-270 A
4,8X450mm (3/16in)	170-270 A
6,4X450mm (1/4in)	240-400 A

Fuente: (WEST ARCO, 2014)

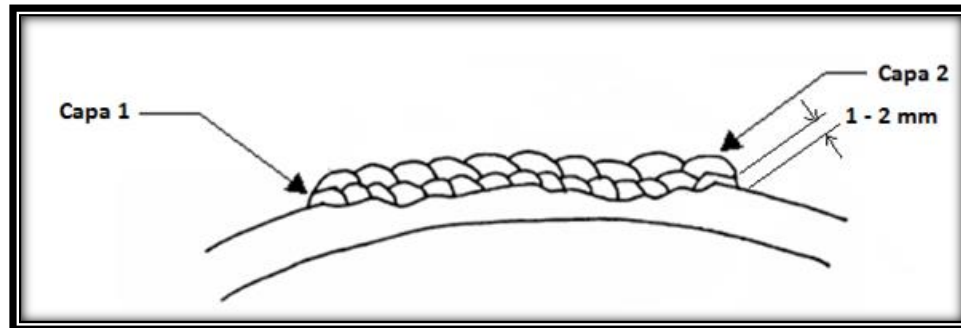
## 7.8 SECUENCIA DE DEPOSICION DE SOLDADURA

Con el fin de evitar el riesgo de fragilización por hidrogeno la secuencia de deposición de soldadura será realizada de la siguiente manera y tal y como se muestra en la figura 14 (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006):

- Depósito de una Primera capa o enmantequillado usando cordones longitudinales o paralelos al eje del tubo
- Aplicación de cordones sobre la capa anterior con el fin de minimizar la cantidad de grano fino debido a la disminución en la velocidad de enfriamiento.



Figura 14. Secuencia de deposición de soldadura



Fuente (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006)

## 7.9 POSICION

Se plantea aplicación en posición fija (roll welding), eje a 45° con la horizontal, por lo que esta WPS aplica para todas las posiciones.

## 7.10 DIRECCION DE SOLDEO

Se empleara la técnica de soldeo hacia adelante, para reducir la penetración del metal de soldadura y reducir el riesgo de perforación de la línea, como se puede observar en la figura 15. (Riasco., 2012)

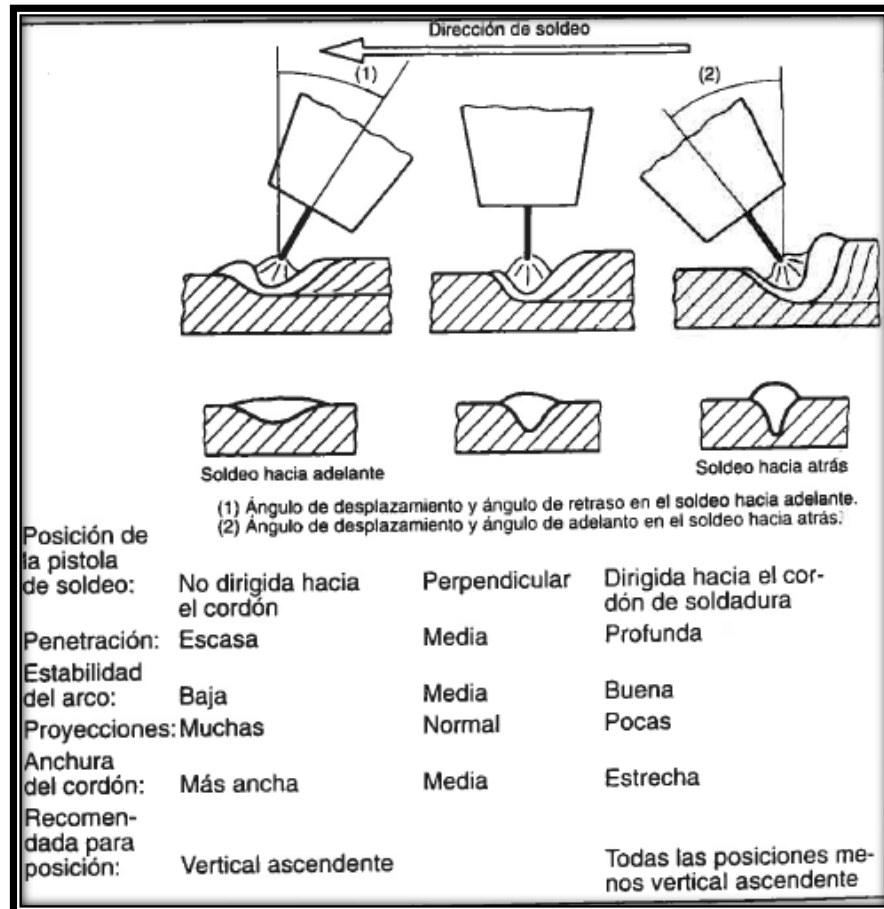
## 7.11 TEMPERATURA DE PRE CALENTAMIENTO

La temperatura mínima de precalentamiento deberá ser la suficiente para prevenir la aparición de fisuras en frío asistidas por hidrogeno tanto en la zona afectada por el calor como en el metal de soldadura. Para lograr la difusión de hidrógeno, el rango de temperatura de precalentamiento usado será entre 93 a 121 ° C (200 a 250 ° F). (CC Technologies Inc, Edison Welding Institute, 2006)

## 7.12 TIEMPO ENTRE PASES

El tiempo entre pases no tiene restricción.

Figura 15. Soldeo hacia atrás y hacia adelante, Angulo de atraso y adelanto.



Fuente: (Riasco., 2012)

### 7.13 TRATAMIENTO TERMICO POST SOLDADURA

No aplica, las soldaduras requieren alivio de esfuerzos cuando la garganta efectiva (espesor de material base) excede de 32 mm (American Society of mechanical engineers, 2012)



#### **7.14 TIPO Y COMPOSICION DE LOS GASES DE PROTECCION**

Teniendo en cuenta que el proceso de soldadura seleccionado es con electrodo revestido (SMAW), no se emplea gas de protección ya que el proceso no lo requiere.

#### **7.15 CONDICION DE OPERACIÓN DE LA LINEA**

De acuerdo a lo mencionado en el capítulo 4, se tomará como presión máxima de operación 600PSI.

## 8 PARAMETROS PARA LA CALIFICACION DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA (PQR)

La calificación de este tipo de procedimientos es sensible debido a que se puede presentar fisuración por hidrogeno inducido y perforación de la línea, por lo cual las variables deben ser adecuadamente controladas para disminuir el riesgo y hacer de este un proceso seguro para el personal y medio ambiente.

No se califica debido a que el material, personal, tiempo y los recursos en general no estaban disponibles más sin embargo se pretende aportar los aspectos más relevantes para la calificación de este tipo de proceso de reparación.

El procedimiento de soldadura utilizado para deposición de metal de soldadura, debe ser calificado bajo las directrices del estándar API 1104. (American Society of mechanical engineers, 2012)

El estándar API 1104, incluye el anexo B, el cual cubre las recomendaciones de prácticas de soldaduras para la reparación o instalación de aditamentos en líneas de flujo y sistemas de tubería que están en servicio.

Se define tubería en servicio aquellas que contengan petróleo crudo, derivados del petróleo o gases de fuel que puedan estar presurizadas y/o con flujo de fluido. (American Petroleum Institute, 2013)

### 8.1 VARIABLES ESENCIALES

Las variables esenciales de un WPS para soldaduras en servicio definidas en el numeral B 2.3 de API 1104, se relacionan a continuación:

- **Material:** Un incremento en el carbono equivalente superior al del material que fue usado para la calificación del procedimiento, a menos que las condiciones térmicas a las que es sometida sean menos severas del procedimiento calificado y no se incremente el riesgo de fragilización por hidrogeno.
- **Condiciones de operación de la línea:** Un incremento en las condiciones de operación de la línea (en términos de la rata de enfriamiento de la soldadura) con respecto a las calificadas en el procedimiento.

- Espesor de tubería: No deberá ser usado un espesor de pared de tubería menor que fue utilizado durante la calificación del procedimiento.
- Secuencia de deposición de soldadura: Un cambio de una secuencia de deposición que se basa en temple a alguna otra secuencia de deposición constituye una variable esencial.

Para una secuencia que se basa en la deposición de templado, un cambio en el espaciamiento de talón más allá de los límites de la especificación del procedimiento de soldadura constituye una variable esencial.

## 8.2 ENSAYOS MECANICOS

Para probar mecánicamente una deposición de soldadura para reparación se deben de cumplir con lo siguiente:

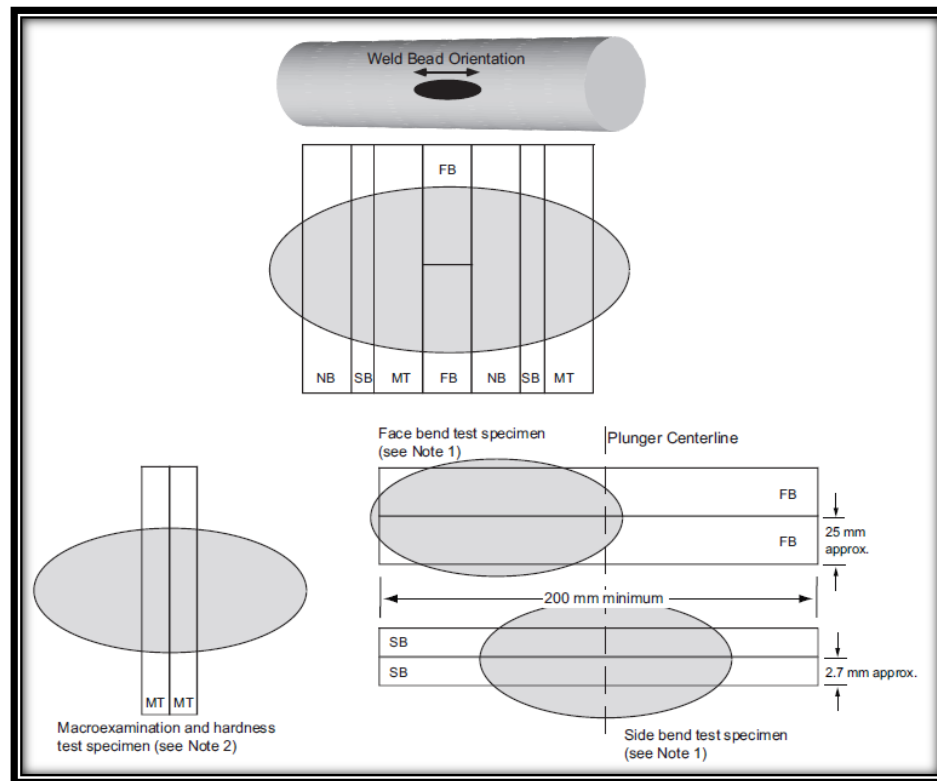
- Las condiciones de operación de la línea que afecten la habilidad que posee el fluido para remover el calor de la pared del tubo, deben ser simulados mientras se hacen los cupones de prueba.
- La deposición de soldadura deben ser aplicados en una sección de tubería que contenga una pérdida de pared SIMULADA.
- El área de la pérdida de pared simulada debe ser del tamaño suficiente que permita extraer las probetas requeridas según la tabla 11 (Tabla B.1 anexo B estándar API 1104 Ed 45).
- El espesor de pared remanente de la pérdida simulada no puede ser mayor que el mínimo especificado en el procedimiento de soldadura.
- La deposición de soldadura debe ser aplicada de tal manera que permita restaurar el espesor de pared original.
- Las probetas deberán ser extraídas según lo indicado por la figura 16.

Tabla 11. Tipo y número de muestras-Pruebas para calificación de soldadura en servicio.

Espesor de pared	Tipo de Soldadura	Número de Probetas <sup>a</sup>						
		Tensión	Nick Break	Doblez de raíz	Doblez de cara	Doblez de lado	Macro ataque	Total
≤0,500 in (12,7 mm)	A tope	2	2	2	2			8
	Camisa		4 <sup>b</sup>		4		4	8
	Ramal		4 <sup>b</sup>		4		4	8
	Deposición de Soldadura		2		4		2 <sup>c</sup>	6
>0,500 in (12,7 mm)	A tope	2	2			4		8
	Camisa		4 <sup>b</sup>		4		4	8
	Ramal		4 <sup>b</sup>		4		4	8
	Deposición de Soldadura		2		2	2	2 <sup>c</sup>	6
a: para tubería o ramales con diámetro exterior menor o igual a 4,500 in (114,3 mm) dos soldaduras podrían ser requeridas.								
b: a opción del propietario la porción remanente de esta probeta puede ser preparada y sometido para un ensayo de doblez de cara luego de que sea preparada y sometida al ensayo Nick Break								
c: a opción de la compañía la porción remanente de esta probeta puede ser preparada y sometido para un ensayo de doblez de cara luego de que sea preparada y sometida al ensayo macroataque								

Fuente (American Petroleum Institute, 2013)

Figura 16. Ubicación sugerida de probetas de pruebas para reparación por deposición de soldadura.



Fuente (American Petroleum Institute, 2013)

MT: Probeta para macroataque y prueba de dureza.

FB: probeta para ensayo de doblez de cara.

SB: Probeta para ensayo de doblez de lado.

NB: Probeta para ensayo de rotura Nick.

Nota 1: Las probetas deben ser cortadas por un proceso no térmico. Las superficies deben ser lisas y paralelas. La superficie de la soldadura debe ser maquinada a ras con la superficie del tubo.

Nota 2: Ver numeral 10.3.7.2 del API 1104.

Nota 3: Las probetas de doblez de cara y de lado serán ubicadas en la matriz de tal manera que la zona afectada por el calor esté sometida a tensión.



### 8.3 MACROATAQUE

Las probetas sometidas a macroataque deberán ser inspeccionadas con la iluminación suficiente que permita revelar los detalles de la soldadura.

El macroataque debe mostrar que la parte de la soldadura de reparación de la soldadura terminada aplicada fue fundida completamente al metal base en la raíz y entre pases, y que no posee grietas. Cualquier indicación que se presente deberá ser evaluada según los lineamientos del código API 1104 Ed 45, numeral 9.

Si una sección transversal muestra defectos que no están asociados con la parte de soldadura de reparación de la soldadura terminada, se evaluará una sección adicional. Si la sección transversal adicional contiene otros defectos, la prueba de calificación es inaceptable.

### 8.4 MEDICION DE LA DUREZA

Las dos (2) probetas para prueba de macroataque deberán ser preparadas para efectuar ensayo de dureza según los lineamientos del estándar ASTM E384. Un mínimo de 5 mediciones deberán ser tomadas usando un indentador Vickers y una carga de 10 Kg para determinar el valor máximo de dureza en la ZAC (pie de soldadura) de cada probeta.

Procedimientos que produzcan un valor de dureza en la ZAC que exceda de los 350 HV deben ser evaluados con respecto al riesgo de agrietamiento por hidrógeno.

### 8.5 PRUEBA DE DOBLEZ DE CARA

Las probetas para ensayo de doblez no deben ser sometidas a la prueba menos de 24 horas de después de finalizar la soldadura. Las probetas deben ser dobladas en una matriz para doblez guiado tal y como lo muestra la figura 17. Cada probeta deberá ser ubicada en la matriz con el área del pie de soldadura en el centro. La cara de la soldadura debe ser ubicada hacia el espacio vacío. El punzón debe ser forzado hacia el espacio vacío hasta que la curvatura de la probeta sea aproximadamente en forma de U tal y como muestra la figura 17. (American Petroleum Institute, 2013)



Figura 17. Ensayo de doblez guiado



Fuente (GONZALES., 2010)

El ensayo de doblez de cara debe considerarse aceptable si, luego del doblez, no se presentan en el metal de soldadura o ZAC grietas o indicaciones que excedan los 3 mm o la mitad del espesor de pared especificado, el que sea menor, en cualquier dirección. Las grietas que se originen en el radio exterior de la curva a lo largo de los bordes de la probeta durante la prueba y cuya dimensión sea menor a 6 mm, medidos en cualquier dirección, no deben ser considerados a menos que indicaciones obvias sean observadas. (American Petroleum Institute, 2013)

## 8.6 PREPARACION Y TAMAÑO DE LAS PROBETAS

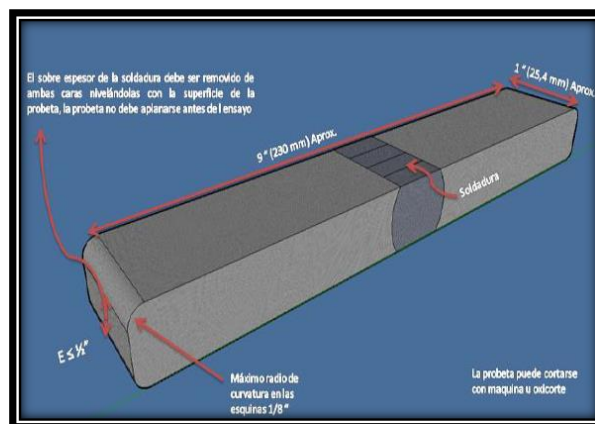
### 8.6.1 Prueba de macroataque y dureza.

Las secciones transversales deben ser cortadas adecuadamente para inspección visual de la soldadura y el metal base, y para la medición de dureza. El ancho deberá ser de al menos de 13 mm (1/2 in). El corte puede efectuarse con máquina, o con oxicorte pero de un ancho mayor y maquinado por un proceso no térmico para remover al menos 6 mm (1/4 in) de los lados que serán sometidos a pruebas. Para la probeta que será sometida a macroataque, una de las caras deberá ser pulida con lija número 600 y atacada con el agente adecuado. (American Petroleum Institute, 2013)

### 8.6.2 Ensayo de doblez de cara

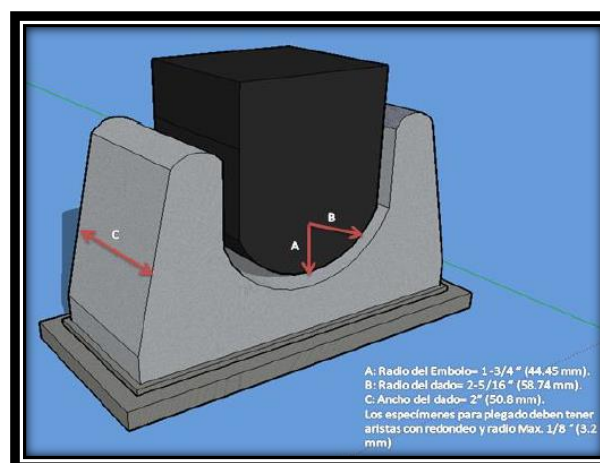
La probeta para ensayo de doblez de cara (ver figura 18) debe ser de aproximadamente 230 mm (9 in) en longitud y de 25 mm (1 in) de ancho. Esta puede ser cortada con máquina, o con oxicorte a un ancho mayor y maquinada por un proceso no térmico, hasta remover al menos 3 mm (1/8 in) de cada lado. Los lados deben ser suaves y paralelos., y los bordes deben ser redondeados.

Figura 18. Probeta para ensayo de doblez de cara



Fuente (GONZALES., 2010)

Figura 19. Matriz para Ensayo de doblez.



Fuente (GONZALES., 2010)

## 9 INSPECCIÓN Y ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

### 9.1 PERSONAL DE INSPECCION

El personal de inspección de soldadura, debe ser calificado por experiencia y entrenamiento para la tarea específica de inspección. Su calificación, debe ser aceptada para la compañía.

La compañía, debe retener documentación de su calificación y esta debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:

- Educación y experiencia.
- Entrenamiento.
- Resultados de cualquier examen de calificación. (American Petroleum Institute, 2013)

#### 9.1.1 Inspector de Soldadura

El Inspector de soldadura responsable de aceptar o rechazar el material y la calidad del trabajo deberá estar calificado. La base de la calificación de Inspector deberá estar documentada y certificada de acuerdo con lo siguiente:

- Especialista en Soldadura.
- Inspector de Construcciones soldadas Nivel II certificado por ACOSEND.
- Inspector de Construcciones soldadas certificado por AWS (CWI).

#### 9.1.2 Inspector de Ensayos no Destructivos.

El personal de ensayos no destructivos, deberá demostrar el nivel I, II o III mediante comprobante certificado, de acuerdo con las recomendaciones de la Sociedad Americana de Ensayos No Destructivos, práctica recomendada SNT-TC-1A, ACCP u otro organismo nacional certificable y este estará evaluado por la compañía por el método de la prueba de uso.

La compañía, debe mantener un registro del personal de ensayo no destructivo certificado. El registro, debe incluir los resultados del ensayo de certificación, la agencia y persona que certifica, y la fecha de dicha certificación. La compañía puede decidir si solicita una nueva certificación del personal de ensayos no destructivos, o si existe duda de sus capacidades. El personal de ensayo no destructivos Nivel III, debe recertificar por lo menos cada cinco años. (American Petroleum Institute, 2013)



### 9.1.3 Examinación Visual

Todos los Inspectores deberán haber aprobado un examen visual con o sin lentes de corrección para probar Jaeger J-1 a una distancia no menor de 12in (300 mm) y un examen que determine la habilidad de percepción de colores.

El examen visual del personal de inspección se requerirá cada 3 años.

## 9.2 DETERMINACION DEL MATERIAL BASE

Es requerido que el personal contratado para la inspección realice identificación del material base de la tubería antes de dar inicio a cualquier actividad de inspección. Para dicha identificación se puede presentar los siguientes casos:

- Que la compañía suministre el Material Testing Report (MTR).
- Que se determine mediante ensayos no destructivo podría ser la técnica “Identificación Positiva de Material” (PMI) porcentajes de composición química del material de la tubería.

## 9.3 DETRMINACION DEL ESPESOR DE PARED DE TUBERIA REMANENTE

Para determinar el espesor nominal de la pared se debe emplear la técnica de inspección por ultrasonido, la cual garantice que tanto la corrosión como la erosión no han afectado significativamente la pared de la tubería.

El personal de inspección deberá presentar un procedimiento calificado por un Nivel III en la técnica, donde contenga como mínimo y no limitado lo siguiente:

- Instrucciones de operación del fabricante del equipo
- Alcance
- Definiciones
- Requisitos
- Personal
- Equipo
- Procedimiento de inspección
- Condiciones de medición
- Preparación de la superficie y acoplante
- Normalización y tolerancias permitidas
- Reporte o Informe

De igual manera se deberá presentar un Reporte o informe el cual contenga como mínimo, pero no limitado a lo siguiente:

- Procedimiento de inspección.
- Tipo de equipo o instrumento empleado.
- Estándar, tipo, tamaño y material del bloque de calibración.
- Tamaño, frecuencia y tipo de palpador.
- Método de escaneo
- Resultados:
  - Máximo y mínimo espesor medido.
  - Localización de las mediciones (mapeo de medición).
  - Datos del personal de inspección y certificación. (American Standard Testing Mechanical, 2010)

#### **9.4 INSPECCION POR ULTRASONIDO AL DEPOSITO DE SOLDADURA**

Una vez finalizada la actividad de reparación, la agencia de inspección procederá a realizar la inspección del material depositado mediante a técnica de ULTRASONIDO SCAN C, con el fin de determinar sanidad en la soldadura aplicada y 48 horas después se realizará nuevamente la inspección con el fin de determinar posible fisuración por hidrogeno inducido.

El personal de inspección deberá presentar un procedimiento calificado por un Nivel III en la técnica, donde contenga como mínimo y no limitado lo siguiente:

- Espesor, dimensiones y forma de soldaduras a ser examinadas.
- Material que será examinado.
- Técnica.
- Ángulo (s) y el modo (s) de propagación de la onda en el material.
- Tipo (s), la frecuencia (es), y tamaño (s) elemento / forma (s) del palpador (es) empleado (s).
- Equipo utilizado
- Calibración (bloque de calibración y técnica)
- Dirección y alcance del escaneo.
- Escaneo (maula o automático)
- Método para diferenciar geométrica de indicaciones de defectos
- Método para tamaño de indicaciones

De igual manera se deberá presentar un Reporte o informe el cual contenga como mínimo, pero no limitado a lo siguiente:

- Identificación del procedimiento y revisión.
- Identificación del equipo de ULTRASONIDO (número de serie y fabricante).
- Identificación de palpadores (fabricante, número de serie, frecuencia y el tamaño).
- Haz de ángulo empleado.
- Marca, nombre y tipo de acoplador utilizado.
- Cable de palpador (s) que se utiliza, el tipo y la longitud.
- Equipos especiales cuando se utilizan (palpadores, cuñas, zapatas, equipos de escaneo automático, equipo de grabación, etc.) (American Society of Mechanical Engineers, 2013)

## 9.5 INSPECCION ANTES DE LA SOLDADURA

Antes de iniciar la deposición de soldaduras el inspector de soldadura deberá revisar la documentación correspondiente a procedimiento, especificación del procedimiento de soldadura (WPS), registro de calificación del procedimiento de soldadura (PQR) y registro de calificación de los soldadores (WPQ).

El inspector realizará una inspección de los materiales base y de aporte sus identificaciones y certificados de calidad de materiales que determinen el cumplimiento con las especificaciones aplicables.

Los certificados del material base serán aceptables slo cuando cumplan con lo especificado para:

- Análisis químico.
- Límite de fluencia.
- Resistencia ultima a la tensión.
- Porcentaje de elongación.
- Prueba de impacto.
- Prueba de dureza.
- Ensayos no destructivos.

Los certificados de los materiales de aporte se consideraran aceptados cuando cumplan con lo especificado para:



- Análisis químico.
- Prueba de sanidad por radiografía.
- Prueba de resistencia a la tensión.
- Prueba de impacto.
- Prueba de soldadura de filete.

## 9.6 INSPECCION DURANTE LA SOLDADURA

El inspector verificara que el material de aporte se encuentra en adecuado estado de almacenamiento y manejo, es decir que los electrodos se encuentren depositados e hornos bajo las temperaturas estipulados por el fabricante.

Antes del inicio de la aplicación de la soldadura, el inspector verificará la correcta preparación y limpieza del área objeto de reparación.

Durante la operación de soldeo, el inspector cotejara contra el WPS calificado lo siguiente:

- Proceso de soldadura.
- Identificación y tamaño de los electrodos.
- Precalentamiento.
- Posición para soldar.
- Características eléctricas: tipo de corriente, polaridad, amperaje, voltaje en cada pase de soldadura.
- Técnica de deposición.
- Limpieza al final.

## 9.7 INSPECCION DESPUES DE LA APLICACIÓN DE LA SOLDADURA

Las soldaduras terminadas serán inspeccionadas visualmente por el inspector de soldadura comprobando que posean las características adecuadas, y que las discontinuidades encontradas no excedan los límites de aceptabilidad.

El inspector contrastara la correcta aplicación de la inspección por ensayos no destructivos, aplicadas en las soldaduras que fueron preliminarmente aceptadas por la inspección visual, conforme lo determinado por:

- Inspección Ultrasónica.
- Inspección con partículas magnéticas.

El inspector revisara que en todas las secciones de soldadura donde se revelaron defectos, sean reparadas mediante procedimientos aprobados y re-inspeccionadas conforme corresponda.

## 9.8 CRITERIOS DE ACEPTACION

### 9.8.1 Inspección Visual

En la tabla 12 se pueden observar los límites de aceptación durante la inspección visual.

Tabla 12. Dimensiones máximas para socavado

Profundidad	Longitud
>0,8 mm o >12,5% del espesor de pared del tubo, el que sea más pequeño.	No aceptable.
>0,4 mm pero ≤0,8 mm; ó >6% pero ≤12,5% del espesor de pared del tubo, el que sea más pequeño.	50 mm en una longitud de soldadura continúa de 300 mm ó 1/6 de la longitud de la soldadura, el que sea más pequeño.
≤0,4 mm ó ≤6% del espesor de pared de tubo, el que sea más pequeño.	Aceptable, sin tener en cuenta la longitud.

Fuentes (American Society of mechanical engineers, 2012)

### 9.8.2 Inspección por Ultrasonido

Las indicaciones deberán considerarse como defectos si alguna de las siguientes condiciones se presenta:

- Indicaciones definidas como grietas.
- Indicaciones individuales verticales con una altura vertical (a través de la pared) definida a ser mayor que  $\frac{1}{4}$  del espesor de pared del tubo.
- Indicaciones múltiples en la misma ubicación circunferencial con una altura vertical sumada (a través de la pared) exceda  $\frac{1}{4}$  del espesor de la pared del tubo.



- Indicaciones lineales superficiales (LS): Indicaciones de este tipo que no se consideren grietas, que se interpreten como abiertas a la superficie al diámetro interior o exterior, deben considerarse como defectos si alguna de las siguientes condiciones se presenta:
  - La longitud agregada de indicaciones LS en una longitud de soldadura continua de 300 mm exceda los 25 mm.
  - La longitud agregada de indicaciones LS exceda el 8% de la longitud de la soldadura.
- Indicación lineal “enterrada” (LB). Indicaciones de este tipo que no se consideren grietas, que se interpreten como subsuperficiales dentro de la soldadura y no conecten la superficie del diámetro interior o exterior, deben considerarse como defectos si alguna de las siguientes condiciones se presenta:
  - La longitud agregada de indicaciones LS en una longitud de soldadura continua de 300 mm exceda los 25 mm.
  - La longitud agregada de indicaciones LS exceda el 8% de la longitud de la soldadura.
- Indicaciones transversales (T): Indicaciones de este tipo que no se consideren grietas, deben considerarse volumétricas y evaluadas usando los criterios de aceptación para esta indicación.
- Indicaciones volumétricas agrupadas (VC): Este tipo de indicación se considera defecto si su dimensión excede los 13 mm.
- Indicaciones volumétricas individuales (VI): Este tipo de indicación se considera defecto si su dimensión excede los 13 mm.
- Indicación volumétrica de la raíz (VR): Indicaciones de este tipo que se interpreten como abiertas a la superficie del diámetro interior, deben considerarse como defectos si alguna de las siguientes condiciones se presenta:
  - La dimensión máxima de la indicación VR excede los 6 mm o el espesor de tubería, cualquiera que sea menor.

- La longitud total de las indicaciones VR exceda los 13 mm en cualquier longitud continua de 300 mm.
- Agrupación: Cualquier acumulación de indicaciones relevantes debe ser considerada como defecto cuando se presente cualquiera de las siguientes condiciones:
  - La longitud total de las indicaciones evaluadas anteriormente exceda los 50 mm en cualquier longitud de soldadura continua de 300 mm.
  - La longitud total de las indicaciones evaluadas anteriormente exceda el 8% de la longitud de la soldadura. (American Petroleum Institute, 2013)

## 9.9 REPORTE DE INSPECCION

Todas las soldaduras deberán estar identificadas con el fin de garantizar el adecuado aseguramiento y control de calidad.

El inspector de soldadura deberá reportar desviaciones, inconformidades y correcciones que se presentaron durante la obra.

Los reportes de inspección serán elaborados en un formato aprobado por la compañía. Estos reportes serán diligenciados diariamente o cada vez que sea requerido.

Al final de la reparación, el inspector de soldadura comprobará que tanto el como cliente cuente con los siguientes registros o reportes:

- Todos los reportes de inspección generados.
- Certificados de material base (si se requiere de PMI) y material (es) de aporte.
- Listado de soldadores y su correspondiente registro de calificación.
- WPS (s) y su correspondiente registro de calificación PQR.

(Levi, 2011)

---

## 10 CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

- Este trabajo se orientó al bienestar de una buena práctica, en el desarrollo y aplicación de la soldadura, ajustándose a principios de ingeniería y las normas establecidas para asegurar la calidad del método de reparación planteado.
- La importancia de esta investigación se centraliza en dar a conocer los pasos básicos a seguir en la elaboración del procedimiento de soldadura (WPS) y planteamiento de la calificación de procedimientos de soldadura (PQR) para el método de recuperación de espesores de pared en tubería en servicio por deposición de soldadura.
- El proyecto elaborado permitió plantear una especificación del procedimiento de soldadura (WPS) que garantizará la reparación de tubería en servicio como alternativa a las reparaciones convencionales el cual puede ser competitivo frente al tipo de reparación tradicional en Colombia.
- La comparación de los procesos de soldadura empleando la Matriz QFD permitió la selección de los procesos de manera cuantitativa teniendo en cuenta los parámetros más relevantes e influyentes siendo estos analizados de manera simultánea.
- El seguimiento y control adecuado a las condiciones del proceso planteado teniendo en cuenta todos los parámetros establecidos, garantiza que esta aplicación sea segura de forma que puede ser aplicable en campo.
- El desarrollo de este proceso permite como profesional una visión global agregando el conocimiento de ingeniería más allá del conocimiento de normas y códigos q regulan las prácticas



## RECOMENDACIONES

- El proyecto puede continuarse llevando a cabo la calificación del procedimiento teniendo en cuenta cada una de las variables planteadas en la especificación del procedimiento de soldadura y las indicaciones de la norma API 1104.
- Para la aplicación del procedimiento en campo se deberá garantizar una adecuada limpieza en la preparación de la zona a soldar, de tal forma que se evite contaminación del área por grasas, pinturas, óxidos y otros que puedan generar defectos en la unión soldada tales como fisuración por hidrógeno.
- El procedimiento deberá ser aplicado por un soldador calificado de acuerdo a los requerimientos de la norma API 1104 y con una excelente habilidad con el fin de obtener resultados idóneos.
- Es importante establecer la necesidad de procedimientos de inspecciones para determinar la calidad de la soldadura, para lo cual se debe estar familiarizado con los métodos de ensayos destructivos y no destructivos para su evaluación, teniendo claras sus capacidades y limitaciones.



---

## 11 BIBLIOGRAFÍA

- NACE Standard RP 0502-2002: Standard Recommended Practice Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. (2002).
- NACE Standard RP 0502: Standard Recommended Practice Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. (2002).
- NACE Standard RP0102. Standard Recommended Practice In – Line Inspection. (2002).
- American Petroleum Institute. (2013). *Welding of Pipelines and Related*. Washington: API.
- American society of Mechanical Engineers. (2009). *Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines*. New York.
- American Society of mechanical engineers. (2012). Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids. ASME.
- American Society of Mechanical Engineers. (2013). *Section V: Nondestructive Examination*. Washington DC: ASME.
- American Standard Testing Mechanical. (2010). *ASTM E797 Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method*.
- CC Technologies Inc, Edison Welding Institue. (2006). *Update Pipeline Repair Manual*. Arlington: EWI.
- GONZALES., J. G. (2010). *Tesis Diseño y calificación de un WPS, PQR Y WPQ DE SOLDADURA SEGÚN NORMA API 1104 PARA LA ESTACION DE RECOLECCION CAMPO ESCUELA COLORADO*. Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Levi, M. (2011). *GUIA DEL INSPECTOR DE SOLDADURA* .
- Lora, F. E. (2010). Corrosion en Suelos. *Grupo de corrosión y protección*, 4-10.
- Matthew A. Boring PE, W. Z. (2008). Improved Burnthrough prediction model for in-service welding applications. *7th International Pipeline Conference*, 1-11.
- Maximiliano Mobilia, J. M. (2013). Tecnología de inspección de soldadura.
- Riasco., G. H. (2012). Manual del soldador .



S.A., I. (s.f.). Curso de inspeccion visual . Mexico.

WEST ARCO. (2014). ELECTRODOS PARA SOLDAR ACEROS AL CARBONO.

*www.socalgas.com*. (s.f.). Recuperado el 17 de 11 de 2014, de  
<https://www.socalgas.com/documents/news-room/fact-sheets/In-LinePipelineInspection.pdf>



## Anexo A. Especificación del Procedimiento de soldadura WPS